

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа – Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки – 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Повышение эффективности абсорбционной осушки газа жидкими осушителями на примере Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ЯНАО)

УДК 622.279.8:66.074-027.236(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Ахмадулин Руслан Ринатович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Орлова Ю.Н.	К.ф.-мат.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Романюк В.Б.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Черемискина М.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Зятиков П.Н.	д.т.н.		

№	Результаты обучения
1	2
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Проявлять профессиональную осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в моделировании динамически вязких сред и низкопроницаемых коллекторов
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов
P10	Обеспечивать внедрение новых методов, материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин, прогнозировать режимы безопасной работы нефтегазового оборудования по динамическим, локальным и осредненным параметрам

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа – Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки – 21.04.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) _____ (Дата) _____ (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Р	Ахмадулину Руслану Ринатовичу

Тема работы:

Повышение эффективности абсорбционной осушки газа жидкими осушителями на примере Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ЯНАО)	
Утверждена приказом ректора	1642/с, 01.03.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Научная литература, статьи, публикации, технологические регламенты, на основе которых проводился обзор и анализ эффективности осушки газа жидкими осушителями.
---------------------------------	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<p>1. Введение 3. Обзор литературы 2. Геолого-физическая характеристика Ямбургского НГКМ 3. Состояние разработки Ямбургского НГКМ 4. Этапы подготовки газа и технические требования к нему 5. Способы осушки газа 6. Жидкие осушители газа 7. Моделирование технологических схем, повышение эффективности осушки жидкими осушителями в определенных условиях, оптимизация параметров и предотвращение гидратообразования на УКПГ 8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 9. Социальная ответственность 10. Заключение 11. Перевод части диплом на английский язык</p>
<p>Перечень графического материала</p>	<p>Рисунок 2.1 – Схема установки НТС продукции газоконденсатных скважин Рисунок 2.2 – Технологическая схема подготовки газа и конденсата на УКПГ–1В Ямбургского НГКМ Рисунок 2.3 – Технологическая схема адсорбционной установки для осушки и отбензинивания углеводородных газов Рисунок 2.4 – Простейшая технологическая схема установки абсорбционной осушки газа Рисунок 2.5 – Принципиальная технологическая схема абсорбционной осушки газа на северных месторождениях России Рисунок 2.6 – Принципиальная технологическая схема абсорбционной осушки газа с многофункциональным аппаратом (МФА) на северных месторождениях России Рисунок 2.7 – Принципиальная технологическая схема установки осушки газа на УКПГ-5 Рисунок 2.8 – Схема абсорбера ГП-365 Рисунок 2.9 – Зависимость между температурой контакта и требуемой концентрацией гликоля в растворе для осушки газа до точки росы минус 20 оС Рисунок 2.10 – Зависимость оптимальной температуры контакта от концентрации раствора гликоля Рисунок 3.1 – Модель технологической схемы установки осушки газа на УКПГ - 5 Ямбургского НГКМ в программной среде «Honeywell UniSim Design» Рисунок 3.2 – Зависимость точки росы осушенного газа от давления потока Рисунок 3.3 – Зависимость величины уноса гликоля в абсорбере и при регенерации от давления Рисунок 3.4 – Зависимость точка росы осушаемого газа от температуры контакта при использовании ЭГа, ДЭГа и ТЭГа</p>

	<p>Рисунок 3.5 – Зависимость величины уноса гликоля от температуры контакта при осушке газа</p> <p>Рисунок 3.6 – Зависимость вязкости растворов гликолей от температуры</p> <p>Рисунок 3.7 – Зависимость точки росы осушенного газа от концентрации раствора гликоля</p> <p>Рисунок 3.8 – Зависимость точки росы осушенного газа от расхода абсорбента при расходе газа 350 тыс. м3/ч</p> <p>Рисунок 3.9– Модель технологической схемы установки осушки газа на УКПГ – 1В Ямбургского НГКМ в программной среде «Honeywell UniSim Design»</p> <p>Рисунок 3.10 – Зависимость точки росы газа после абсорбера А1 от температуры контакта</p> <p>Рисунок 3.11 – Зависимость точки росы газа после низкотемпературного сепаратора С2 от температуры контакта</p> <p>Рисунок 3.12 – Зависимость точки росы газа после низкотемпературного абсорбера А2 от температуры контакта</p> <p>Рисунок 5.1 – Действия вибрации на человека</p>
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Романюк В.Б.
Социальная ответственность	Черемискина М.С.

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

1. Введение
2. Расчет и аналитика
3. Заключение

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Орлова Ю.Н.	К.ф.-мат.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Ахмадулин Руслан Ринатович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Р	Ахмадулину Руслану Ринатовичу

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	магистратура	Направление	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	-Расчет средней цены на гликоли и ВМР -Определение затрат на транспортировку гликолей и ВМР -Определение полной стоимости гликолей и ВМР у разных поставщиков
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	-Определение количества и стоимости абсорбента в условиях УКПГ-5 и УКПГ-1В Ямбургского НГКМ
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	-Платежи и налоги: НДС, налог на роялти, налог на экспорт, налог на прибыль СП.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	-Определение рентабельности перехода с ДЭГа на ЭГ или ТЭГ -Определение рентабельности перехода с ВМР на гликоли
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	-Расчет потери гликолей и метанола в натуральном и стоимостном выражении в условиях УКПГ-5 и УКПГ-1В -Стоимость модернизации оборудования

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Романюк В.Б.	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Ахмадулин Руслан Ринатович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Р	Ахмадулину Руслану Ринатовичу

Институт	ИШПР	Кафедра	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования в работе является установка комплексной подготовки газа (УКПГ-5) Ямбургского НГКМ, на котором применяются абсорбционные методы осушки добываемого газа
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<p>1.1 Анализ вредных факторов на УКПГ-5</p> <ul style="list-style-type: none"> – Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе – Повышенный уровень шума и вибрации на рабочем месте – Тяжесть и напряженность труда – Вредные химические и токсичные вещества – Недостаточная освещенность <p>1.2 Анализ опасных факторов на УКПГ-5</p> <ul style="list-style-type: none"> – Электробезопасность – Взрывопожаробезопасность – Механические опасности – Сосуды и аппараты под давлением
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>2. Экологическая безопасность</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия УКПГ-5 на литосферу (отходы) – анализ воздействия УКПГ-5 на атмосферу (выбросы) – анализ воздействия УКПГ-5 на гидросферу (сбросы) – решения по обеспечению экологической безопасности
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; 	<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – аварийные выбросы газа и опасных технологических реагентов

<ul style="list-style-type: none"> – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<ul style="list-style-type: none"> – взрывы – пожары – рассмотрение наиболее вероятной чрезвычайной ситуации (пожар, взрыв) – разработка мер по предупреждению ЧС и план действий в результате возникшей ЧС и ликвидация ее последствий
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности <ul style="list-style-type: none"> – особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом – особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностям – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны на газодобывающем предприятии.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Черемискина М.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Ахмадулин Руслан Ринатович		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа – Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки – 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования – Магистратура
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения – осенний/весенний семестр 2018/2019 учебного года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела	Максимальный балл раздела (модуля)
01.09.2018	Введение	5
01.10.2018	Обзор литературы	5
01.11.2018	Геолого-физическая характеристика Ямбургского НГКМ	3
15.11.2018	Состояние разработки Ямбургского НГКМ	2
01.12.2018	Этапы подготовки газа и технические требования к нему	5
01.02.2019	Способы осушки газа	5
01.03.2019	Жидкие осушители газа	5
01.05.2019	Моделирование, расчеты, анализ	35
10.05.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
15.05.2019	Социальная ответственность	10
18.05.2019	Заключение	5
20.05.2019	Перевод части работы на английский язык	5
22.05.2019	Оформление работы	5
	ИТОГО	100

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Ю.Н.	к. ф.-мат. н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Зятиков П.Н.	д.т.н.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 132 с., 23 рис., 29 табл., 38 источников, 1 приложения.

Ключевые слова: абсорбционная осушка, газ, конденсат, этиленгликоль, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль, метанол, точка росы, эффективность.

Объектами исследования являются процесс осушки газа, установки абсорбционной осушки газа Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения, этиленгликоль, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль и водометанольный раствор.

Цель работы – рассмотрение и повышение эффективности работы жидких осушителей, а именно этиленгликоля, диэтиленгликоля и триэтиленгликоля в условиях установки комплексной подготовки газа №5, гликолей и водометанольного раствора в условиях установки комплексной подготовки газа №1В Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

В работе была проанализирована эффективность абсорбционной осушки газа различными жидкими осушителями в условиях газовых промыслов №5 и №1В Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Технологические схемы данного процесса были смоделированы в программной среде «Honeywell UniSim Design» – программе аналоге «Aspen HYSYS».

В результате исследования выявлены преимущества и недостатки гликолей при различных параметрах, предложены оптимальные параметры работы УКПГ №5 Ямбургского НГКМ, также исследована эффективность применения гликолей и ВМРа в условиях УКПГ-1В, предложены пути предотвращения гидратообразования в низкотемпературных колоннах и оптимальные расходы технологических жидкостей.

Выпускная квалификационная работа выполнена при использовании пакета Microsoft Office 2007, текстовая часть выполнена в Microsoft Office Word 2007, расчеты и графики в Microsoft Office Excel 2007, моделирование в программном комплексе «Honeywell UniSim Design».

Область применения: установки комплексной подготовки газа.

Обозначения и сокращения

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение
НТС – низкотемпературная сепарация
НТК – низкотемпературная конденсация
НТА – низкотемпературная адсорбция
НПЗ – нефтеперерабатывающий завод
СТО – стандарт организации
УКПГ – установка комплексной подготовки газа
ГП – газовый промысел
ДКС – дожимная компрессорная станция
ГПЗ – газоперерабатывающий завод
ЭГ – этиленгликоль
ДЭГ – диэтиленгликоль
ТЭГ – триэтиленгликоль
НДЭГ – насыщенный диэтиленгликоль
НТЭГ – насыщенный триэтиленгликоль
ВМР – водометанольный раствор
МФА – многофункциональный аппарат
СОГ – станция охлаждения газа
АВО – аппарат воздушного охлаждения
ВХ – воздушный холодильник
ТДА – турбодетандерный агрегат
ГФУ – горизонтальная факельная установка
ЦРМ – цех регенерации метанола
ЗПА – здание переключающих арматур
А – абсорбер
С – сепаратор
Р – разделитель/колонна регенерации
И – испаритель
Н – насос
УОК – установка отключающих клапанов
УХЗГ/УХЗК – узел хозрасчетного замера газа/конденсата
ЭГ – эжектор газовый
ТТР – температура точки росы

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	14
1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ	16
2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	22
2.1 Геолого-физическая характеристика Ямбургского НГКМ.....	22
2.2 Состояние разработки Ямбургского НГКМ.....	22
2.3 Этапы подготовки газа и технические требования к нему	23
2.4 Способы осушки газа.....	25
2.4.1 Низкотемпературные методы осушки газа	25
2.4.2 Адсорбционная осушка газа	30
2.4.3 Абсорбционная осушка газа	32
2.5 Жидкие осушители газа.....	39
2.5.1 Свойства жидких осушителей	39
2.5.2 Параметры, влияющие на эффективность действия гликолей.....	45
3 МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ, ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОСУШКИ ЖИДКИМИ ОСУШИТЕЛЯМИ В ОПРЕДЕЛЕННЫХ УСЛОВИЯХ, ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ НА УКПГ	48
3.1 Моделирование технологической схемы УКПГ–5 Ямбургского НГКМ в программе «Honeywell UniSim Design»	48
3.2 Влияние давления на процесс осушки	50
3.3 Влияние температуры на процесс осушки	53
3.4 Влияние концентрации раствора гликолей на процесс осушки.....	56
3.5 Влияние расхода осушителя на процесс осушки.....	58
3.6 Моделирование технологической схемы УКПГ–1В Ямбургского НГКМ в программе «Honeywell UniSim Design»	59
3.7 Анализ эффективности работы гликолей и ВМР в условиях УКПГ-1В Ямбургского НГКМ	62
3.8 Предотвращение образования гидратов в низкотемпературных участках схемы подготовки газа на УКПГ-1В Ямбургского НГКМ при использовании различных осушителей	67

4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	71
4.1	Расчет средней цены на гликоли и метанол	71
4.2	Определение затрат на транспортировку гликололей и метанола.....	73
4.3	Определение полной стоимости гликолей и метанола у разных поставщиков.....	74
4.4	Определение количества и стоимости абсорбента в условиях УКПГ-5 Ямбургского НГКМ	79
4.5	Определение количества и стоимости гликолей и метанола в условиях УКПГ-1В Ямбургского НГКМ	82
4.6	Расчет рентабельности модернизации абсорберов ГП-502 на УКПГ-5 Ямбургского НГКМ	83
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	85
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	86
	Список используемых источников.....	91
	Приложение А	94

ВВЕДЕНИЕ

Газовая отрасль играет стратегическую роль в экономике Российской Федерации. Она занимает около половины общего объема производства и потребления энергетических ресурсов, обеспечивает примерно 10% национального ВВП и 25% доходов государственного бюджета. Наша страна в настоящее время находится на первом месте в мире по доказанным запасам газа. Кроме этого природный газ является наиболее эффективным экологически чистым природным топливом [1].

Порядка 70% добычи газа в России обеспечивает компания ПАО «Газпром», именно одно из принадлежащих компании месторождений будет рассмотрено в этой работе, а именно уникальное Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение.

Помимо непосредственной добычи газа из недр – его необходимо подготовить, обеспечить необходимое качество (в частности, удалить влагу, которая пагубно влияет на технико-экономические показатели работы установок и способствует образованию кристаллогидратов). Это осуществляется проведением специальных технологических операций на установках комплексной подготовки газа. Одной из подобных операций является его осушка, осуществляемая различными методами – низкотемпературными колоннами, адсорбционными и абсорбционными. Каждый из них обладает своими достоинствами и недостатками, которые будут рассмотрены в работе. На крупных северных месторождениях России наибольшее распространение получил последний метод.

В связи с высокими требованиями к качеству подготовленного газа, для минимизации финансовых издержек (повышения рентабельности добычи) технология подготовки газа постоянно совершенствуется и обновляется, в том числе и абсорбционный метод осушки.

Актуальность работы заключается в необходимости повышения эффективности осушки газа при сохранении рентабельности его добычи в условиях падающего пластового давления и роста влагосодержания.

Целью работы является рассмотрение и повышение эффективности работы жидких осушителей, а именно этиленгликоля, диэтиленгликоля и триэтиленгликоля в условиях установки комплексной подготовки газа №5, а также водометанольного раствора и вышеперечисленных гликолей в условиях УКПГ-1В Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

При выполнении работы решаются следующие **задачи**.

1. Теоретическое рассмотрение абсорбционного метода осушки газа.
2. Моделирование технологической схемы рассматриваемого процесса на двух УКПГ Ямбургского месторождения в программном комплексе «Honeywell UniSim Design» для определения эффективности использования гликолей и отдувки метанола из ВМР – процесса альтернативного осушке в условиях УКПГ-1В.
3. Анализ влияние термобарических параметров, концентрации и расходов гликолей и ВМР на эффективность их работы.
4. Расчет и оптимизация процесса осушки.
5. Предложение путей решения проблем гидратообразования в условиях рассматриваемых УКПГ.

Объектом исследования является процесс осушки природного газа.

Предметом исследования являются свойства и параметры осушаемого газа, гликолей (ЭГ, ДЭГ и ТЭГ) и ВМРа, параметры и схемы работы установок осушки газа на УКПГ-5 и УКПГ-1В.

1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

Проблемы добычи и подготовки газа в своих работах рассматривало большое количество авторов, как отечественных, так и иностранных. Ведь природный газ играет одну из ключевых ролей в мировом энергопотреблении, являясь, во-первых, доступным по цене, во-вторых, экологичным, и, в-третьих, надежным источником энергии. Поэтому решение, стоящих перед нефтегазовыми компаниями, проблем является крайне актуальным направлением деятельности, как самих производителей, так и научных сотрудников и студентов профильных университетов мира.

Огромный вклад в изучение и поиск решений всевозможных проблемных вопросов, возникающих при добыче и подготовке газа в группе компании «Газпром», вносят специально созданные научно-исследовательские институты, которые работают непосредственно на газовые организации, обладают полным доступом к закрытой технологической информации и обеспечивают всестороннее изучение проблем, благодаря работе разного рода отделов, включающих в себя специалистов всех профилей. Эти же научные институты занимаются проектированием, разработкой и переизданиями технологических регламентов на эксплуатацию всех УКПГ организаций Газпром. Главными институтами для ООО «Газпром добыча Ямбург» является ПАО "Институт ЮжНИИгипрогаз", г. Донецк. Моделирование в магистерской диссертации основано на данных технологических регламентов данной организации [2,3,4].

Составлением проекта разработки сеноманской залежи, вопросами геологии Ямбургского НГКМ занимались «ВНИИГАЗ» и «ТюменНИИГипрогаз» [5].

По тематике абсорбционной осушки газа в журналах и электронных изданиях постоянно публикуются статьи, в которых изучаются всевозможные стороны и проблемы данной области промышленности. Так в 2013 году в научно-техническом сборнике «Вести газовой науки», учредителем и издателем

которого является ООО «Газпром ВНИИГАЗ», вышла статья Елистратова А.В. «Реконструкция установок регенерации гликоля Ямбургского НГКМ» [6]. В работе освещен вопрос реконструкции данных установок, приведены результаты обследования технологии и оборудования огневой регенерации ДЭГ, обосновано влияние конструктивно-технологических характеристик установки регенерации на деструкцию гликоля. Отражены технологические решения по реконструкции, разработанные с учетом результатов обследования и принятые в проекте реконструкции.

В другом научно-техническом журнале «НефтеГазоХимия» в 2016 году вышла статья Усачёва М.Н. и Ефимова Ю.А. «Разработка модели классификатора для оценки качества гликолевых абсорбентов при осушке природного газа» [7], где подробно описана данная модель классификатор, позволяющая оценить накапливающиеся в осушителе примеси различными методами хеометрии и лабораторными способами. По мнению авторов, использование разработанной модели позволяет достоверно классифицировать рабочие образцы абсорбента в зависимости от их осушающей способности и предотвратить случаи использования абсорбентов плохого качества.

Мною в соавторстве с Коноваловым А.А. в 2018 году также была опубликована статья «Анализ эффективности абсорбционной осушки газа различными абсорбентами. Расчет тарельчатого абсорбера» в сборнике трудов XXII Международного научного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» (Том II) [8]. В работе проведен математических расчет колонны-абсорбера и анализ влияния различных параметров на эффективность осушки газа ДЭГом и ТЭГом в условиях УКПГ–2 Ямбургского НГКМ.

Кроме институтов теоретическими и практическими исследованиями занимались отдельные авторы. Так Гриценко А.И. и Истомин В.А. в своей книге «Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России» [9] обобщили огромное количество информации по данной тематике. В

работе рассмотрены следующие вопросы: требования к качеству продукции газовой промышленности, системы сбора и промысловой обработки газа в северных условиях, характеристика сырьевой базы и перспективы освоения новых газовых и газоконденсатных месторождений севера Западной Сибири и полуострова Ямал, газовые гидраты (общая информация, методики расчета, модели), ингибиторы газовых гидратов, предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системе добычи, технологические процессы абсорбционной осушки и низкотемпературные процессы обработки газов. В работе большое внимание уделено проблемам процесса подготовки на УКПГ Ямбургского НГКМ, рассмотрены первоначальные проекты, их альтернативы, проблемы, предложены пути решения некоторых из них. Приведено описание схем подготовки газа, их виды, а также описано внутреннее устройство абсорберов и другого оборудования УКПГ и ДКС. Также подробно проанализирована теория, касаемо уноса гликолей в процессе абсорбционной осушки на различных этапах подготовки газа и регенерации осушителей, все подкреплено практическими примерами, предложены пути сокращения потерь. На момент написания (1999) книга являлась основным, базовым источником информации по данной тематике, многие последующие авторы брали ее за основу. Многие предложенные пути решения некоторых проблем нашли свое практическое применение на реальных УКПГ.

Немного раньше под финансированием ПАО «Газпром» в 1998 году вышел труд Вяхирева Р.И. и Коротаева Ю.П. «Теория и опыт добычи газа» [10]. В книге изложены основные вопросы эксплуатации месторождений природного газа, техники и технологий добычи газа в условиях разных месторождений, учитывая специфические особенности их эксплуатации. Рассмотрены физико-термодинамические свойства газов, промысловые и лабораторные способы изучения пористых пород и скважин, методы сбора, транспортировки, подготовки и переработки сырья. То есть внимание сосредоточено больше на процессе добычи, а не на подготовке, как в предыдущем источнике, однако и здесь есть много хорошо структурированной

информации, которая была использована при написании магистерской диссертации.

При изучении тематики подготовки газа нельзя не упомянуть про книгу Ждановой Н.В. и Халифа А.Ф. «Осушка углеводородных газов» [11], учитывая схожесть названия с темой диссертации. В книге обобщен многолетний отечественный и зарубежный опыт проектирования и эксплуатации установок осушки, приведены алгоритмы расчета и конструкции технологических колонн, отмечены их плюсы и минусы, подобраны оптимальные рабочие параметры, подробно проанализированы свойства жидких и твердых осушителей, описан метод лабораторного контроля процесса осушки.

С точки зрения химии огромный вклад в изучении вопросов осушки газа с помощью своей книги «Сбор и подготовка к транспорту природных газов» внесли Бекиров Т.М. и Шаталов А.Т. [12]. Они систематизировали физико-химические свойства углеводородных газов, газовых конденсатов, тяжелых углеводородов и ингибиторов гидратообразования. В работе рассмотрены процессы абсорбции и низкотемпературной сепарации, применяемые для извлечения из газа влаги и тяжелых углеводородов, даны методики их расчетов. Приведены технические характеристики оборудования установок комплексной подготовки газа. Наиболее полезным разделом в рамках магистерской работы являлась глава «Жидкие осушители и их свойства», в котором приведены требования к осушителям, подробно рассмотрены свойства всех гликолей, проведен их сравнительный анализ, подкрепленный экспериментальными данными и наглядными графиками, а также проведен выбор режима работы установки осушки, включающий анализ влияния температуры, давления, концентрации и расхода осушителей на процесс подготовки.

Используя опыт и данные, полученные в процессе написания выше рассмотренной работы, в 1999 Бекиров Т.М. в соавторстве с Ланчковым Г.А. издал еще одну более полную и современную работу «Технология обработки газа и конденсата» [13]. В издании приведены законы систем «пар-

жидкость», описаны показатели качества товарных газа и конденсата, рассмотрены технологические схемы УКПГ различного способа действия (с применением жидких, твердых поглотителей и низкотемпературные). Описаны варианты борьбы с осложнениями при сборе и подготовке сырья. Также в работе проведены новые экспериментальные данные о свойствах гликолей и метанола, используемых в системе добычи, сбора и подготовки газа.

Всю информацию из вышерассмотренных источников в 2002 году в своей книге «Технология переработки природного газа и конденсата» при поддержке ООО «ВНИИГАЗ» обобщили Мурин В.И. и Кисленко Н.Н. [14]. Первая глава – вводная и описывает общие вопросы, вторая – посвящена вопросу осушки газа, третья – переработке сырья газовой промышленности, четвертая – переработке сероводородсодержащих газов. Главный акцент сделан именно на последней главе. В издании приведена информация, которая была накоплена в ходе становления газоперерабатывающей промышленности по достаточно современным методикам расчета процессов. Изложены пункты по выбору и использованию технологий осушки, сероочистки газа, ректификации. Рассмотрены вопросы перспективного развития газопереработки и газохимии,.

Также работы по тематике подготовки газа пишут современные авторы, например, в 2012 году под издательством Томского политехнического университета была выпущена книга Кравцова А.В. и Ушевой Н.В. «Технологические основы и моделирование процессов промышленной подготовки нефти и газа» [15]. В издании рассмотрены основы процессов сепарации, коалесценции и отстаивания, описано устройство основных аппаратов и колонн, в которых протекают эти процессы. Описаны схемы УКПГ и УКПН, выявлено влияние параметров на качество получаемой продукции. Приведены методики построения математических моделей нефтегазоперерабатывающих процессов.

Подобные пособия издает также Тюменский государственный нефтегазовый университет, так в 2013 вышла книга Шешукова Н.Л. «Сбор и

подготовка продукции газовых и газоконденсатных месторождений» [16], в которой рассмотрены вопросы сбора продукции газовых скважин, методы подготовки газа и конденсата – абсорбционные, адсорбционные и низкотемпературные, подробно описано внутреннее устройство, применяемых на настоящий момент, колонн. Также в пособии изложены особенности подготовки газа на газовых месторождениях Западной Сибири, а именно на Ямсовейском, Юбилейном, Ямбургском, Вынгаяхинском, Губкинском и Заполярном месторождениях.

2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Объектом исследования в работе является процесс осушки газа, для всестороннего рассмотрения которого требуется изложение теоретических данных о геологии Ямбургского месторождения, состоянии его разработки, основных схемах осушки газа и о свойствах и зависимостях поведения при различных условиях гликолей и метанола.

2.1 Геолого-физическая характеристика Ямбургского НГКМ

Информация удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

2.2 Состояние разработки Ямбургского НГКМ

Информация удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

2.3 Этапы подготовки газа и технические требования к нему

Добытый газ представляет собой продукт, который нельзя сразу использовать в хозяйственных и производственных целях. Ниже рассмотрены причины, из-за которых возникает необходимость подготовки добываемого природного газа.

Во-первых, природный газ имеет различный компонентный состав и в зависимости от глубины залегания и термобарических условий каждый компонент может находиться в различных состояниях. Например, с увеличением глубины залегания в газе возрастает содержание тяжелых углеводородов от пентана и выше – конденсата, который в пластовых условиях обычно находится в парообразном состоянии, но при снижении давления переходит в жидкую фазу [16].

Во-вторых, в природном газе определенных месторождений могут содержаться кислые компоненты, такие как сероводород и углекислый газ. Они обладают сильной коррозионной активностью, а следовательно способствуют разрушению металлов [16].

В-третьих, в число компонентов газа входит насыщенный водяной пар. В процессе движения газа он охлаждается за счет дросселирования, и за счет теплоотдачи в поверхность труб, поэтому водяной пар в газе конденсируется, ухудшая гидравлическое состояние магистрального газопровода, и может способствовать образованию кристаллогидратов [16].

В-четвертых, в добываемом из пласта газе могут находиться различные механические примеси, например, песок, которые приводят к абразивному изнашиванию труб, элементов фонтанной арматуры, задвижек, кранов, штуцеров и других устройств [16].

Таким образом, из добываемого природного газа перед подачей его в магистральный газопровод путем сепарации необходимо удалить капельную влагу, жидкие углеводороды и механические примеси. Кроме этого, понизить

содержание в газе водной и углеводородной паровых фаз, иначе говоря, произвести осушку [16].

Качество осушки газа оценивается температурой его точки росы по воде. Это самая высокая температура газа, при которой водяной пар в газе становится насыщенным, но при этом еще сохраняется термодинамическое равновесие между газообразной и жидкой фазами воды. При дальнейшем снижении температуры газа водяной пар конденсируется в капельную влагу [16].

Технические требования на качество природного газа, подаваемого в магистральные газопроводы в настоящее время нормируются отраслевым стандартом Газпрома – СТО Газпром 089-2010 [18], таблица 2.2.

Таблица 2.2 – Физико-химические показатели газа горючего природного, поставляемого и транспортируемого по магистральным газопроводам

Наименование показателя	Значение для макроклиматических районов	
	умеренный	холодный
1 Температура точки росы по воде при абсолютном давлении 3,92 МПа, °C, не выше: – зимний период (1.10-30.04) – летний период (1.05-30.09)	-10,0 -10,0	-20,0 -14,0
2 Температура точки росы по углеводородам при абсолютном давлении от 2,5 до 7,5 МПа, °C, не выше: – зимний период (1.10-30.04) – летний период (1.05-30.09)	-2,0 -2,0	-10,0 -5,0
3 Массовая концентрация сероводорода, г/м³, не более	0,007	
4 Массовая концентрация <u>меркаптановой серы</u> , г/м³, не более	0,016	
5 Теплота сгорания низшая при стандартных условиях, МДж/м³, не менее	31,80	
6 Молярная доля кислорода, %, не более	0,020	
7 Молярная доля диоксида углерода, %, не более	2,5	
8 Массовая концентрация механических примесей, г/м³, не более	0,001	

2.4 Способы осушки газа

Основными способами осушки природного газа на установках комплексной подготовки являются низкотемпературные методы (низкотемпературная сепарация, низкотемпературная конденсация и др.), абсорбция, адсорбция, а также сочетание этих процессов.

Каждый из методов имеет свои достоинства и недостатки, выбор способа подготовки газа к транспорту, определяется следующими основными факторами:

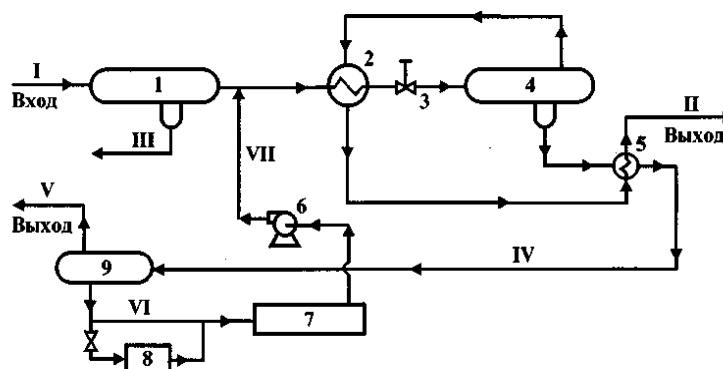
1. техническими требованиями на поставку газа в магистральные газопроводы по СТО Газпром 089-2010 [18];
2. составом пластового газа, содержанием в нем тяжелых углеводородов, диоксида углерода, сероводорода, примесей инертных газов (например, гелия);
3. давлением, температурой и дебитом газа на устье скважин и их динамикой по годам разработки;
4. экономической и технологической целесообразностью.

2.4.1 Низкотемпературные методы осушки газа

Низкотемпературные технологические процессы применяются в большинстве своем для обработки природных газов газоконденсатных месторождений с целью одновременной осушки и извлечения целевых компонентов, а именно тяжелых углеводородов (особенно ценным компонентом является этан, т.к. является важным сырьем в газохимии) и инертных газов при значимых их концентрациях[9].

Наиболее распространенным низкотемпературным процессом подготовки на газоконденсатных месторождениях в России является низкотемпературная сепарация (НТС) с охлаждением газа за счет избыточного давления на входе. Охлаждение осуществляется за счет его дросселирования, (эффект Джоуля-Томсона). Дросселирование – это понижение температуры газа за счет понижения давления, иначе говоря, изоэнтальпийное расширение [16]. Метод НТС по своей основной идее основан на конденсации гомологов

Простейшая принципиальная схема НТС представлена на рисунке 2.1.



Добытый сырой газ поступает во сепаратор 1, где от газа отделяется водная фаза и нестабильный углеводородный конденсат. Далее отсепарированный газ поступает в теплообменник 2 для возвращения холода сдросселированного газа, где охлаждается на 10-15°C. Далее охлажденный газ подают на расширительное устройство 3, после которого его температура понижается до уровня от минус 10 до минус 30 °C. После дросселя 3 газ вместе со сконденсировавшейся жидкостью поступает в низкотемпературный сепаратор 4, в котором от него отделяется жидкая фаза, а очищенный холодный газ проходит теплообменник 2 в противотоке с "сырым" газом и далее поступает в магистральный газопровод [9].

26

Водный раствор ингибитора и углеводородный конденсат, который выделился в сепараторе 4, поступают в разделитель 9, в котором углеводородный конденсат частично дегазируется. После конденсат подают на установку стабилизации (в простейшем случае это может быть выветриватель). Дебутанизированный конденсат отправляется на газофракционирующую установку для получения дизельного топлива, газоконденсатного бензина, хладагентов. Стабилизация может проводиться или в промышленных условиях или на ГПЗ. Отработанный водный раствор ингибитора гидратообразования направляется на установку регенерации [9].

Рассмотренная схема НТС (рисунок 2.1) называется схемой с двухступенчатой сепарацией газа. Подобных ступеней может быть и больше [9].

Технология НТС при промышленной подготовке газа имеет ряд достоинств (низкие эксплуатационные затраты, проста использования и регулирования, возможность доработки) и недостатков (несовершенство термодинамического процесса, неэффективно при низких давлениях) [9]:

Кроме технологии НТС к низкотемпературным методам относятся: низкотемпературная конденсация (НТК), низкотемпературная ректификация (НТР) и низкотемпературная абсорбция (НТА). Данные методы и их сочетания позволяют значительно повысить степень извлечения из природного газа этана, пропана и бутана, но они являются более сложными и чаще применяются в заводских условиях.

В условиях УКПГ-1В для подготовки газа и конденсата применяется сочетание НТС и НТА. Технологическая схема представлена на рисунке 2.2 [3].

Сырой газ с давлением до 9,5 МПа и температурой 20–40°C, поступает на установку подготовки газа и извлечения конденсата I и II очереди [3]. В начале направляется в абсорберы A_1 , в которых последовательно проходят секции: сепарационную (отделение капельной жидкости); массообменную, где происходит отдувка газом метанола из ВМР (70–85% масс.) подаваемого на верх колонны насосами из емкости ЦРМ, при этом метанол переходит в пар и по мере снижения температуры при дальнейшем охлаждении газа конденсируется, предотвращая гидратообразование; фильтрующую (улавливание капельного ВМР, выносимый потоком газа) [3]. Насыщенный ВМР (10–75% масс.) подается в разделители в ЦРМ [3].

Газ из A_1 с давлением 8,0–9,5 МПа и температурой 17–35°C подается в компрессор, где компримируется до 12,0 МПа и нагревается до 30–45°C. После чего охлаждается в ВХ до минус 5– плюс 25°C. Также предусмотрены теплообменники (газ-газ) и (газ-конденсат) для охлаждения [3].

Охлажденный продукт под давлением до 12,0 МПа, с температурой минус 15–плюс 5°C поступает в низкотемпературные сепараторы C_2 , где от газа отделяется жидкая фаза, которая поступает в выветриватель, либо на орошение абсорберов, защищая от капельной жидкости турбины ТДА [3].

Большая часть газа из газосепараторов направляется на ТДА. Остальной газ (~20%) поступает в качестве активного в эжекторы [3].

На ТДА газ, за счет расширения до давления 3,9–7,5 МПа, охлаждается до температуры минус 32 – минус 28°C и поступает в низкотемпературные абсорберы углеводородов A_2 . Там газ последовательно проходит секции: абсорбционную, в которой происходит извлечение из газа углеводородов C_{3+} охлажденным конденсатом из разделителей, подаваемым на орошение под верхнюю тарелку; сепарационную, где происходит отделение газа от выносимого капельного конденсата [3].

Из A_2 осушенный газ под давлением до 7,5 МПа с температурой минус 32 – минус 28°C поступает в теплообменники, где нагревается до температуры минус 5 – минус 2°C. После поступает на узел хозрасчетного замера газа

(УХЗГ) и через узел отключающий клапанов (УОК) в магистральный трубопровод [3].

Конденсат из разделителей под давлением 4,5–7,5 МПа с температурой 15–30°C направляется в теплообменники, где охлаждается до температуры минус 30– минус 15°C, и направляется на орошение верха абсорберов A_2 [3].

Газ выветривания из разделителя поступает в линию низконапорного газа на эжектора ЭГ, а потом поступает в кубовую секцию абсорберов A_2 [3].

Из кубовой секции абсорберов конденсат с температурой минус 32– минус 28°C и давлением 3,9 – 7,5 МПа подается в теплообменники (конденсат-конденсат), теплообменники (газ-конденсат), где нагревается до температуры минус 10 – минус 2°C и поступает на УХЗК и в конденсатопровод [3].

2.4.2 Адсорбционная осушка газа

Адсорбционный метод осушки природного газа основан на способности твердых пористых веществ (адсорбентов) избирательно поглощать (адсорбировать на своей поверхности) высшие углеводороды или влагу [15].

Твердые адсорбенты обладают способностью адсорбировать влагу и углеводороды из газа при определенных термобарических условиях и отдавать при других. Количество поглощенных веществ зависит от свойств адсорбента и газа. Адсорбент характеризуется адсорбционной емкостью [10].

В российской газовой отрасли применяются следующие адсорбенты: наиболее распространенные – силикагели и цеолиты и менее популярные – активированная окись алюминия, алюмогели, активированные угли. Твердые поглотители изготавливают в виде гранул или шариков для уменьшения гидравлического сопротивления [10].

Силикагели по своей химической природе представляют собой гидратированные аморфные кремнеземы ($n\text{SiO}_2 \cdot m\text{H}_2\text{O}$). Достоинства адсорбента: негорюч, характеризуется низкой температурой регенерации (110–200 °C), достаточно высокая механическая прочность, низкая себестоимость. Недостатки: разрушаются под действием капельной влаги и низкой температуры; при регенерации наблюдается неполная десорбция тяжелых

углеводородов C_{5+B} ; падающая динамическая активность при высокой скорости потока газа [10].

Цеолиты представляют собой алюмосиликаты, содержащие в своем составе оксиды щелочных и щелочно-земельных металлов и характеризующиеся регулярной структурой пор, размеры которых соизмеримы с размерами молекул. Достоинства адсорбента: высокая активность в широком интервале температур; высокая скорость абсорбции; устойчив к изменению исходной влажности, скорости потока газа, действию капельной влаги и низких температур, т.е. обладает крайне высокой механической прочностью. Недостатки: высокая температура регенерации; нагрев выше 320-350 °С приводит к закоксовыванию пор цеолита; имеют относительно небольшой объем адсорбционных полостей, вследствие чего характеризуются сравнительно небольшими предельными величинами адсорбции [10].

Технологическая схема адсорбционной установки представлена на рисунке 2.3.

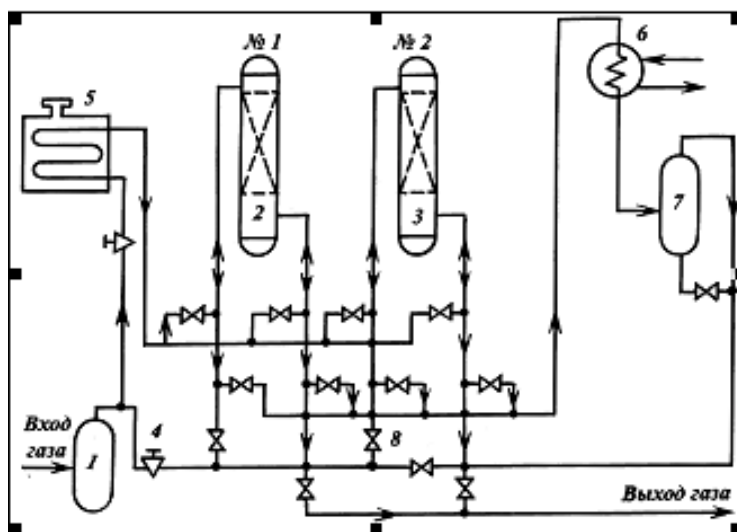


Рисунок 2.3 – Технологическая схема адсорбционной установки для осушки и отбензинивания углеводородных газов

Сырой газ высокого давления поступает в сепаратор 1 для удаления капельной жидкости и мехпримесей. После – в адсорбер 2 для осушки и отбензинивания. В это время адсорбер 3 – в цикле регенерации и охлаждения. Осушенный и отбензиненный газ поступает в магистральный газопровод. Газ

для регенерации адсорбента направляется в печь 5, адсорбер, холодильник 6 и сепаратор 7, после чего возвращается в общий поток. Конденсат из холодильника поступает в сепаратор. Продолжительность осушки 8 ч [10].

Преимущества метода: глубокая осушка газа; возможность получения точки росы до минус 50°C и ниже; незначительное влияние температуры и давления; простота аппаратуры; малые эксплуатационные расходы [10].

Недостатки: большие перепады давления, высокие затраты тепла и истирание адсорбента [10].

2.4.3 Абсорбционная осушка газа

Абсорбция – процесс поглощения газов или паров из газовых смесей жидкими поглотителями. Абсорбированная поглотителем влага выделяется из него в результате десорбции – процесса, осуществляющего при нагревании поглотителя, снижении давления в системе, либо подаче отдувочного газа или азеотропного компонента [11].

Абсорбционная осушка газа проводится в абсорберах с применением жидких поглотителей, которые обладают определенными свойствами. Наибольшее распространение в России получил диэтиленгликоль (ДЭГ), в то время как за рубежом – триэтиленгликоль (ТЭГ) [9].

Выбор в пользу ДЭГа был сделан в связи с наличием в стране собственной промышленной базы на химических производствах, а также предполагалось, что абсорбция в условиях северных широт России будет происходить при низких температурах контакта «гликоль-газ» при которых преимущества ТЭГа над ДЭГом не просматриваются [9].

На самом же деле все северные газопромыслы работали на импортном ДЭГе, а аппараты абсорбционной осушки устанавливаются в отапливаемых цехах [5]. Поэтому в данной работе будет проанализирована целесообразность выбора того или иного адсорбента в условиях газового промысла №5 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

2.4.3.1 Технологические схемы абсорбционной осушки газа

Технологическая схема простейшей установки абсорбционной осушки газа представлена на рисунке 2.4. Природный газ со скважин поступает во входной сепаратор 1, где из него удаляется жидкая конденсированная вода с примесью пластовой минерализованной воды и ингибитора гидратообразования (если есть опасность гидратообразования), после чего поступает в абсорбер 2, где осушается при контакте с раствором выбранного концентрированного гликоля. Осушенный газ из абсорбера поступает в магистральный газопровод, а затем к потребителю. Помимо этого в технологическую схему входит установка регенерации насыщенного гликоля 3, насосы, теплообменники и другие технологические агрегаты [9].

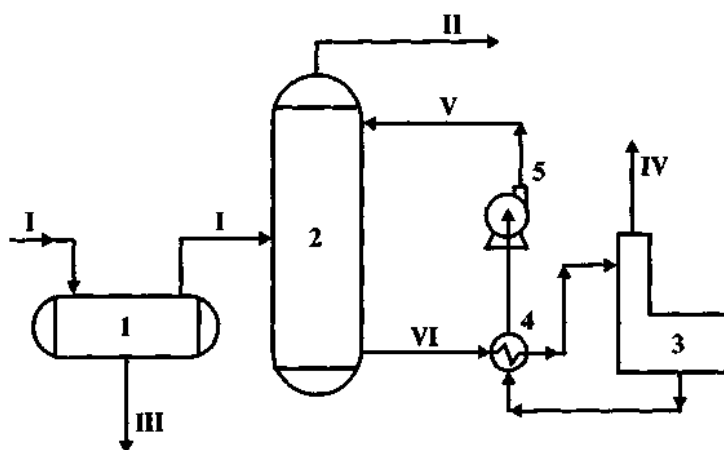


Рисунок 2.4 – Простейшая технологическая схема установки абсорбционной осушки газа

I – сырой газ; II – сухой газ; III – вода; IV – пары воды; V – сухой гликоль; VI – сырой гликоль; 1 – сепаратор; 2 – абсорбер; 3 – регенератор гликоля; 4 – теплообменник гликоль-гликоль; 5 – насос

В начальный период разработки месторождений севера России применялись следующие базовые технологические схемы абсорбционной осушки газа – рисунки 2.5 и 2.6.

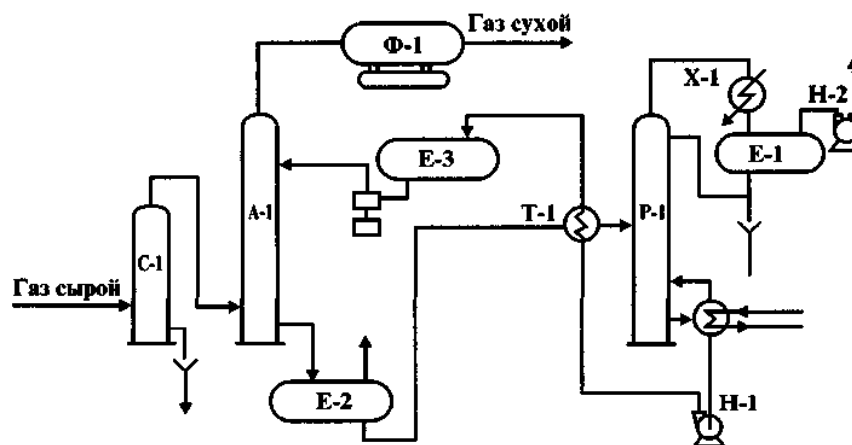


Рисунок 2.5 – Принципиальная технологическая схема абсорбционной осушки газа на северных месторождениях России

С-1 – сепаратор; А-1 – абсорбер; Р-1 – колонна регенерации; Ф-1 – фильтр; Т-1 – теплообменник ДЭГ-ДЭГ; Х-1 – конденсатор; И-1 – подогреватель; Е-1, Е-2 – емкости.

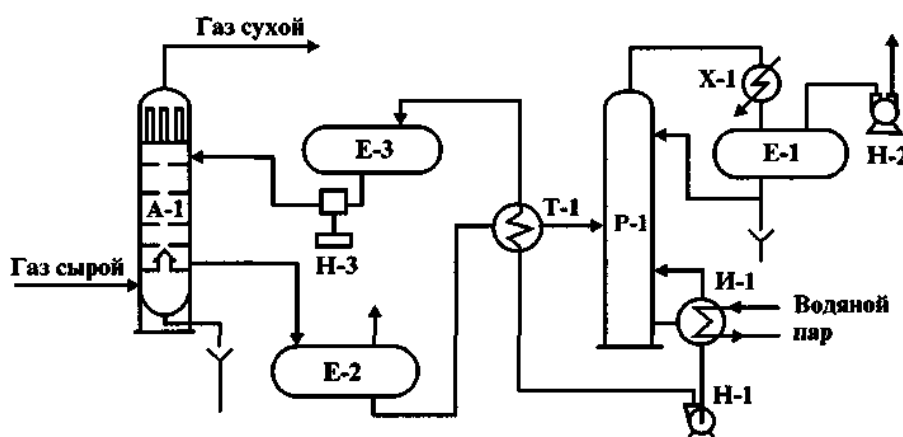


Рисунок 2.6 – Принципиальная технологическая схема абсорбционной осушки газа с многофункциональным аппаратом (МФА) на северных месторождениях России

А-1 – многофункциональный аппарат; Р-1 – колонна регенерации; Т-1 – теплообменник ДЭГ-ДЭГ; Х-1 – конденсатор; И-1 – испаритель; Е-1, Е-2, Е-3 – емкости; Н-1, Н-2, Н-3 – насосы.

Добытый природный газ по шлейфам с кустов скважин поступает на установку комплексной подготовки, где через раздаточный коллектор распределяется на обработку по нескольким однотипным технологическим линиям высокой производительности. Каждая такая линия должна

включать следующие элементы: входной сепаратор, абсорбер, фильтр для улавливания из потока осушенного газа мелкодисперсного гликоля и систему циркуляции диэтиленгликоля (рисунок 2.5). Впоследствии сепаратор, абсорбер и фильтр-улавливатель объединили в один многофункциональный аппарат – МФА, подобный вариант представлен на рисунке 2.6. Также в схеме имеются: установка регенерации и станция охлаждения (СОГ) с АВО для снижения температуры осушенного газа до температуры грунта [9].

При снижении давления в абсорберах ниже рабочего приходится дополнительно внедрять ДКС в конце и начале техпроцесса с целью обеспечения работы абсорберов в проектном режиме. При этом концентрация РДЭГа составляет 98,5 – 99,3% масс., а НДЭГа – на 2 – 2,5% меньше [9].

На УКПГ-5 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения реализована следующая технологическая схема абсорбционной осушки газа [2] – рисунок 2.7.

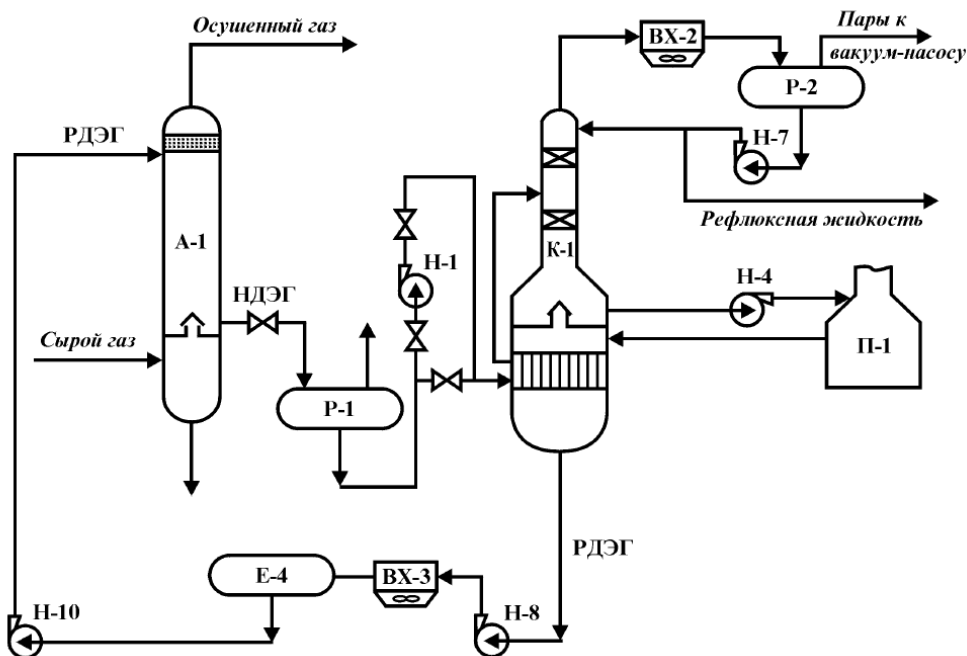


Рисунок 2.7 – Принципиальная технологическая схема установки осушки газа на УКПГ-5

Сырой газ от ДКС под давлением 4-6,5 МПа и температурой 13-18°C через узел подключения ДКС к УКПГ по коллектору поступает в

сепарационную зону многофункционального абсорбера А-1, состоящего последовательно из трех вертикальных секций: нижней – сепарационной (отчистка от капельной влаги и мехпримесей), средней – массообменной (осушка) и верхней – фильтрующей (очистка газа от уносимого с газом ДЭГа) [2].

В сепарационной части газ, за счет резкого снижения скорости и восходящего направления потока освобождается от мехпримесей, конденсата и воды. Получаемая жидкость сбрасывается в разделительную емкость Р-1 (блок выветривания) [2].

Газ из сепарационной части поступает в массообменную часть абсорбера, где контактирует со встречным потоком ДЭГа с концентрацией на входе в абсорбер 99-99,3 % масс. Массообменная часть абсорбера состоит из контактно-сепарационных тарелок, на которых происходит интенсивный барботажный массообмен встречных потоков газа и гликоля. Насыщенный раствор ДЭГа собирается на полуглухой тарелке массообменной секции и через клапан-регулятор отводится в емкость Р-1 (блок выветривания) [2].

Осушенный газ из массообменной секции поступает в фильтрующую часть абсорбера, где улавливается уносимый раствор ДЭГа и выравнивается скорость потока [9]. Фильтрующая часть абсорбера состоит из специальных насадок МКН и заканчивается сепарационной тарелкой с мультициклонными сепарирующими элементами [2].

Перепад давления на абсорбере контролируется прибором «Сапфир». Максимально допустимый перепад давления по абсорберу – 0,04 МПа [2].

Осушенный газ из абсорбера по трубопроводу диаметром 400 мм проходит через линию хозрасчетного замера, регулирующей штуцер и подается в коллектор осушенного газа диаметром 1000 мм. Влажность осушенного газа контролируется после замерной диафрагмы влагомером [2].

С целью сохранения состояния многолетних просадочных грунтов и повышения надежности магистрального газопровода, газ после осушки

охлаждается (температура от минус 0 до минус 2°С) с помощью АВО и ТДА в зависимости от времени года [2].

Насыщенный ДЭГ с концентрацией 95,5 – 97,9 % от установки подготовки газа поступает в блок разделителя Р-1, где при давлении 0,4 – 0,5 МПа происходит выделение газа, далее на установку регенерации, состоящего из рекуперативного теплообменника, колонны регенерации К-1, печи огневого подогрева, емкостей и воздушного холодильника. Регенерация осуществляется путем выпаривания влаги из раствора гликоля при абсолютном давлении от 0,07 до 0,1 МПа и температуре 158 – 164°С. При этом влага выделяется из НДЭГа и переходит в паровую фазу. Регенерированный абсорбент возвращается на установку осушки газа [2].

Раствор насыщенного ДЭГа, стекающий сверху вниз по насадке, контактирует с восходящим потоком нагретых паров и за счет этого происходит отпарка воды, поглощенной ДЭГом в процессе абсорбции. Расход гликоля в печь 60 – 120 м³/ч с учетом рециркуляции. В печи гликоль проходит конвективную и радиационную части, нагревается до 150-163 °С, после чего возвращается в блок регенерации гликоля К-1 под полуглухую тарелку. В качестве топлива использует газ собственных нужд от узла редуцирования [2].

Пары с верхней части десорбера поступают в воздушный холодильник ВХ-2, где охлаждаются, конденсируются и вода сливается в рефлюксную емкость Р-2, из которой насосом Н-7 подается на орошение верха десорбера для поддержания необходимой температуры и для уменьшения потерь гликоля с парами воды [2].

Концентрированный ДЭГ собирается в нижней части десорбера, откуда насосом Н-8 подается на охлаждение до температуры 12-35°С и поступает в емкость регенерированного гликоля Е-4, из которой насосом Н-10 откачивается на абсорбцию. Подпитка свежим ДЭГом со склада УКПГ производится автоматически по уровню в емкости Е-4 [2].

2.4.3.2 Техническое устройство абсорберов и показатели эффективности их работы

В настоящее время на газовых промыслах применяется большое число разнообразных абсорберов с различными модификациями. Однако принцип их работы схож. Абсорбер – вертикальный цилиндрический сосуд, имеющий тарелки или насадки, которые обеспечивают контакт между осушаемым газом и жидкостью-поглотителем [10]. В качестве примера, на рисунке 2.8 представлена схема абсорбера ГП -365 Уренгойского месторождения.

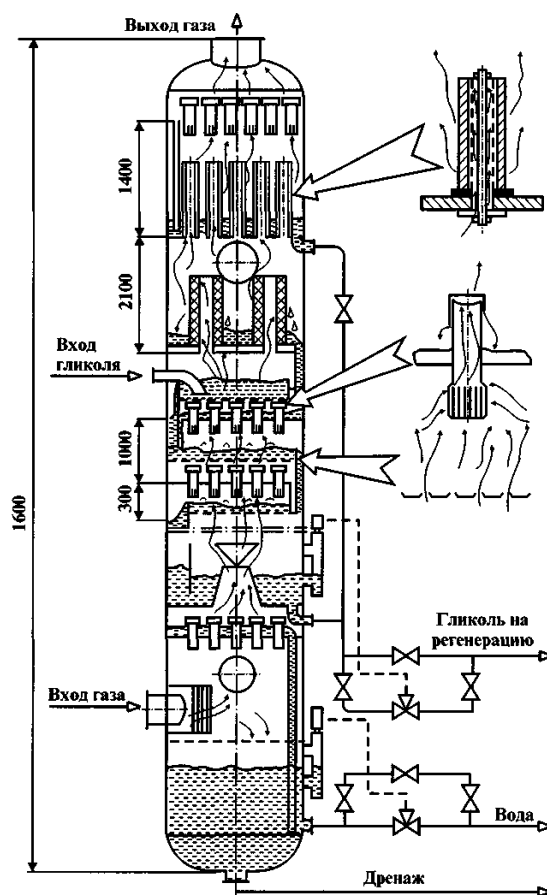


Рисунок 2.8 – Схема абсорбера ГП-365

ГП-365 представляет собой колонну, функционально разделенную на три секции: сепарации, абсорбции и секции улавливания гликоля. [9].

В качестве абсорбционного оборудования на Ямбургском месторождении применяются многофункциональные аппараты типа ГП-502 (УКПГ-1,2,5), которые имеют сходную с ГП-365 компоновку и ГП-778 (УКПГ-3,4,6,7) [16]. Процессы, происходящие в абсорбере ГП-502 на УКПГ-5 Ямбургского месторождения, были описаны выше.

Показатели эффективности работы абсорбера газа включают[9]:

1. степенью извлечения влаги из газа;
2. потерями применяемого гликоля с осушенным газом;
3. длительностью межревизионного периода.

Основными факторами, которые влияют на показатель эффективности работы установки технологической осушки газа, являются [9]:

1. линейная скорость осушаемого газа в абсорбере, которая зависит от диаметра и конструктивных особенностей установки, а также от параметров газа, а именно его расхода и термобарических характеристик;
2. качество функционирования фильтрационной части абсорбера, которое обуславливает количество потерь гликоля с осушенным газом и величину межревизионного периода;
3. качество функционирования массообменной части абсорбера, которое обуславливает степень осушки природного газа и меру нагрузки на фильтрационную часть по гликолю;
4. качество функционирования сепарационной части абсорбера, которое обуславливает концентрацию воды в уже насыщенном растворе гликоля, влияющую на степень эффективности работы агрегатов регенерации и количество механических примесей, минеральных солей в отработанном гликоле, что в свою очередь оказывает влияние на величину межревизионного периода работы фильтрационной части абсорбера.

2.5 Жидкие осушители газа

Для абсорбционной осушки газа применяют различные жидкие осушители и каждый из них обладает особыми свойствами, а также имеет свои преимущества и недостатки.

2.5.1 Свойства жидких осушителей

Для извлечения влаги из газа жидкости-осушители должны иметь [12]:

1. высокую поглотительную способность;

2. низкие ДНП;
3. температуру кипения, отличную от температуры кипения воды;
4. низкую вязкость;
5. высокую селективность в отношении компонентов газаа;
6. химическую инертность с ингибиторами;
7. малую коррозионную активность;
8. устойчивость против окисления и разложения;
9. низкую токсичность;
10. приемлемую цену для обеспечения рентабельности технологического процесса.

Данным требованиям в той или иной мере отвечают гликоли - этиленгликоль (ЭГ), диэтиленгликоль (ДЭГ), триэтиленгликоль (ТЭГ), пропиленгликоль (ПГ), смеси гликолей со спиртами и их эфирами [12].

Гликоли представляют собой прозрачные бесцветные (химически чистые) или слабо окрашенные в желтый цвет гигроскопические жидкости, не имеющие запаха и обладающие сладким вкусом [11].

Этиленгликоль ($C_2H_6O_2$) – это простейший двухатомный спирт. Диэтиленгликоль ($C_4H_{10}O_3$) – неполный эфир этиленгликоля. Триэтиленгликоль имеет следующую химическую формулу: $C_6H_{14}O_4$ [12].

В газовой промышленности для абсорбционной осушки природного газа наибольшее распространение в качестве осушителей получили высококонцентрированные растворы ДЭГа и ТЭГа. Данные двухатомные спирты жирного ряда с водой смешиваются во всех отношениях, малокоррозионноактивны. Также важным свойством гликолей является их способность понижать температуру замерзания водных растворов, то есть являются ингибиторами гидратообразования. Свойства ЭГ, ДЭГ, ТЭГ и метанола приведены в таблице 2.3 [12,13].

Растворы ЭГа в сравнении с ДЭГом и ТЭГом имеют более низкую температуру замерзания, то есть являются более эффективным ингибитором гидратообразования, меньшую вязкость и более низкую растворимость в

конденсате (снижается потеря за счет растворимости). Кроме этого этиленгликоль является более «экологичным» осушителем, чем ДЭГ и ТЭГ, так как обладает способностью к полному биологическому разложению при попадании в окружающую среду [12,13].

Таблица 2.3 – Физико-химические свойства ЭГа, ДЭГа, ТЭГа и метанола

Показатели	ЭГ	ДЭГ	ТЭГ	Метанол
Химическая формула	$C_2H_6O_2$	$C_4H_{10}O_3$	$C_6H_{14}O_4$	CH_4O
Относительная молекулярная масса	62,07	107,12	150,18	32,04
Плотность при 20 °С, г/см ³	1,116	1,118	1,126	0,792
Вязкость при 20 °С, мПа·с	19,17	35,7	47,8	0,597
Теплоемкость при 20 °С, кДж/(кг·К)	2,38	2,09	2,20	2,47
Температура, °С:				
начала разложения	150,1	164,4	206,7	320
воспламенения на воздухе	124	150,5	173,9	13
вспышки (в открытом тигле)	115	143,3	165,5	6
замерзания	-22,1	-8,0	-7,2	-97,1
Поверхностное натяжение, 10 ⁻³ м	46,1	48,5	45,2	22,5
Температура кипения при 101,3 кПа, °С:	197,6	244,8	278,3	64
Теплота растворения воды в гликолях при 30 °С, кДж/кг	-	135,0	210,0	-
Критическая температура, °С	-	410	440	240
Критическое давление, МПа	-	5,1	3,72	7,92

Однако при данных преимуществах у ЭГа есть существенный недостаток, а именно высокое давление насыщенных паров, что в процессе осушки приводит к большим потерям поглотителя с газом, в несколько раз выше, чем в случае ДЭГа и ТЭГа [12,13].

Вязкость гликолей растет с увеличением давления и концентрации смесей и падает с увеличением температуры. При вязкости более 100 мПа·с массообмен между гликолями и водяными парами в газе ухудшается, чтобы избежать этого можно использовать специальные органические разбавители [12,13].

Одним из свойств гликолей является их способность к аутоокислению, то есть к самопроизвольному окислению кислородом воздуха при невысоких

температурах. Наиболее стойким к аутоокислению является ЭГ, в то время как ДЭГ и ТЭГ более склонны к этому процессу[12,13].

Выше было упомянуто, что наибольшее распространение в качестве осушителя в России получил ДЭГ, в то время как использование ТЭГа носит единичный характер. Хотя иностранные компании в большинстве своем в качестве абсорбента выбрали последний, благодаря низким потерям его в технологическом процессе и некоторым другим преимуществам [14].

Основными параметрами, которые характеризуют гликоли как осушители, являются:

1. депрессия точки росы газа по влаге;
2. потери гликоля в процессе осушки;
3. простота регенерации насыщенных растворов гликолей.

Депрессия по точке росы. ТЭГ в лучшей степени осушает газ, то есть температура точки росы осушаемого газа становится ниже, чем в случае с диэтиленгликолем. В таблице 2.4 приведены данные, которые характеризуют глубину осушки газа водными растворами ДЭГа и ТЭГа. Данные получены с использованием кривых "точка росы - растворы гликоля - температура контакта" из справочных данных [14].

Таблица 2.4 – Равновесная точка росы осушенного газа по влаге при использовании растворов ДЭГа и ТЭГа

Температура контакта, °С	98,0		99,0		99,5	
	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ
5	-24,0	-31,5	-31,7	-38,0	-36,0	-44,0
10	-20,6	-27,1	-28,5	-35,3	-34,5	-41,7
20	-14,4	-20,0	-21,7	-28,4	-27,8	-35,0
30	-6,2	-13,3	-15,2	-22,5	-21,7	-27,8
35	-2,4	-8,0	-11,5	-18,5	-18,8	-25,1
40	+0,7	-5,0	-9,2	-15,8	-15,8	-23,0

При анализе данных таблицы 2.4 делается вывод, что при низких температурах контакта оба осушителя позволяют получить газ требуемого качества (СТО Газпром 089-2010 [18]). Однако при высоких температурах

контакта и высокой концентрации растворов применение ТЭГа наиболее эффективно. Это преимущество наибольшее значение имеет летом, когда температура газа, а, следовательно, и температура контакта достаточно велика 25-30°C [14].

Данные таблицы 2.4 отражают теоретическое представление, в то время как, на реальных промыслах практически никогда не достигается равновесная осушка газа. Это объясняется тем, что гликоль, стекая по колонне, разбавляется, а число тарелок, на которых происходит контакт, недостаточно для установления равновесия [10]. Следовательно, иногда для достижения необходимой глубины осушки требуется раствор более высокой концентрации или достижение более низкой температуры контакта, что иллюстрирует рисунок 2.9 [14].

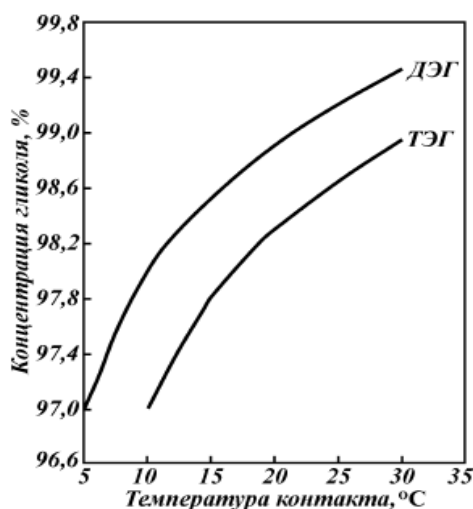


Рисунок 2.9 – Зависимость между температурой контакта и требуемой концентрацией гликоля в растворе для осушки газа до точки росы минус 20 °C

Потери гликолей. В сравнении с водными растворами ДЭГа растворы ТЭГа имеют значительные преимущества, а именно давление насыщенных паров у них меньше, следовательно, потери триэтиленгликоля за счет уноса с осушенным газом и при регенерации будут меньше [12,13].

Снижение потерь ТЭГа может составить 0,2 – 1,5 г/1000 м³ в интервале температур 10-20°C, наиболее характерных для установок осушки газов

северных месторождений. Эта цифра более существенна при температурах контакта 30°C и выше и может составить 3 – 4 г/1000 м³ [14].

Большая часть потерь осушителя приходится на долю капельного уноса с осушенным газом. Данный показатель определяется только на основании опыта промышленной эксплуатации абсорбционных установок осушки газа [14]. Также небольшие количества гликоля неизбежно теряются в результате испарения и утечек. Также не исключены потери при регенерации, то есть потери с парами, выделяющимися в десорбере [10]. В случае работы УКПГ в отлаженном режиме, потери осушителя не превышают 8 г на 1000 м³ газа. Однако потери возрастают, если в осушаемом газе есть конденсат с ароматикой способной растворять гликоли. Чрезмерный унос осушителя часто связан со вспениванием его в аппарате осушки. Для минимизации этого процесса поступающий газ отчищают в сепараторе и применяют противопенные вещества [10].

В 1996 году на месторождении Тарко-Сале установки осушки газа были переведены от ДЭГа на ТЭГ. Это позволило снизить потери гликоля в 2 раза [10].

Регенерация насыщенных растворов. ТЭГ имеет более высокую температуру начала разложения (206 °C), чем ДЭГ (164 °C), поэтому возможна регенерация раствора ТЭГа без применения вакуума. При неэффективной работе вакуумирования при использовании ДЭГа невозможно будет получить кондиционный газ [14].

Возможность нагрева ТЭГа до более высоких температур позволяет выделять больше растворенных углеводородов из раствора при регенерации. Раствор ДЭГа нельзя подогревать выше 164 °C, часть конденсата останется в насыщенном растворе.[14].

Температура в испарителе блока регенерации в случае использования ДЭГа и ТЭГа поддерживается равной 160 и 190°C, соответственно. При регенерации ДЭГа разница между температурой разложения и рабочей температурой системы составляет не более 4°C. При регенерации ТЭГа – 16 °C.

Следовательно, режим регенерации ДЭГа более уязвим по части разложения реагента [14].

Для глубокой регенерации растворов ДЭГа и ТЭГа требуется создать в системе вакуум, уровень которого может определяться по данным таблицы 2.5.

Таблица 2.5 – Зависимость температуры кипения гликолей от давления

Р, мм рт. ст.	Гликоли		Р, мм рт. ст.	Гликоли	
	ДЭГ	ТЭГ		ДЭГ	ТЭГ
1	91,8	114,0	60	174,0	201,5
5	120,0	144,0	100	187,5	214,6
10	133,8	158,1	200	207,0	235,0
20	148,0	174,0	400	226,5	256,6
40	164,3	191,3	760	244,8	287,3

2.5.2 Параметры, влияющие на эффективность действия гликолей

Давление

Давление является основным параметром, определяющим металлоемкость абсорбера, удельный расход используемого абсорбента и его потери с осушенным газом [12,13].

С повышением давления влагоемкость газа уменьшается, что ведет к уменьшению удельного расхода абсорбента, необходимого для получения одной и той же точки росы. Это также уменьшит энергетические расходы в блоке регенерации и металлоемкость блока регенерации [12,13].

Также с увеличением давления уменьшаются равновесные потери осушителя с обработанным газом, то есть удельное значение уноса поглотителей обратно пропорционально значению давления в абсорбере [12,13].

Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение находится на поздней стадии разработки, следовательно, в настоящее время среднее пластовое давление и динамическое давление на устье скважин значительно уменьшилось, особенно хорошо эта тенденция прослеживается на УКПГ-5, так как она была введена в эксплуатацию одной из первых. Если в начальный

период эксплуатации среднее пластовое давление находилось на уровне 11,7 МПа, то в 2005 году составило 3,0 МПа, в то время как динамическое давление на устье уменьшилось с 10,3 МПа до 2,1 МПа. Поэтому для обеспечения требуемого технологического режима и проектных параметров в условиях постоянно снижающегося устьевого давления, перед УКПГ-5 в 1997 г. И 2002 г. введены в эксплуатацию первая и вторая очередь ДКС [2].

Температура

Температура процесса осушки газа во многом определяет технико-экономические показатели данного процесса. Чем ниже температура газа, тем меньше его равновесная влагоемкость. Однако допустимая температура контакта ограничивается вязкостью раствора [12,13].

Наибольшая депрессия по точке росы получается при осушке газа раствором вязкостью не более 100 сПз. При повышении вязкости раствора выше этих значений снижается интенсивность массообмена между газом и осушителем. С учетом этого положения получена графическая зависимость между температурой контакта и оптимальной концентрацией раствора ДЭГа и ТЭГа (рисунок 2.10). Необходимо иметь в виду, что чем выше температура газа, тем больше расход осушителя [14].

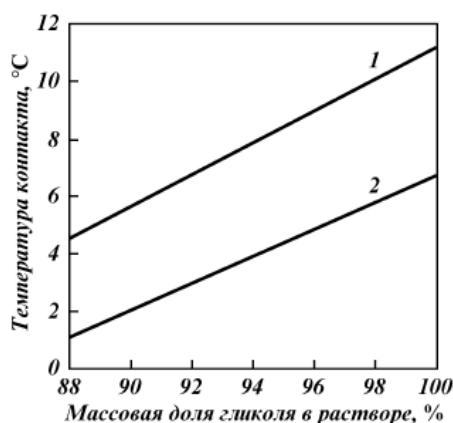


Рисунок 2.10 – Зависимость оптимальной температуры контакта от концентрации раствора гликоля: 1 – ТЭГ; 2 – ДЭГ

Температура абсорбента на входе в колонну не должна превышать температуру газа больше, чем на 6-8 °C, так как это приводит к увеличению его

потерь. Когда температура гликоля ниже температуры газа, происходит вспенивание абсорбента[14].

Концентрация раствора гликолей и его количество

Качество процесса осушки природного газа в значительной мере зависит от качественных показателей, таких как концентрация осушителя и удельного расхода поглотителя на 1000 м^3 осушаемого газа.

Осушка газа до низких точек росы, как правило, осуществляется высококонцентрированными растворами гликолей с концентрацией от 99 до 99,5 % массового. Расход абсорбентов выбирают в зависимости от термобарических условий. Концентрацию регенерированного гликоля определяют из условия равновесия между упругостью паров воды над раствором поглотителя и упругостью паров воды в осушаемом газе при имеющейся температуре контакта [12,13].

Концентрацию насыщенного гликоля выбирают исходя из условия, что на входе газа в абсорбер давление паров воды над выходящим из абсорбера раствором, было больше либо равно давлению паров воды в газе, который поступает в аппарат. Полагаясь на это правило, теоретически гликоль может насыщаться водой более 90 процентов, но на газовых промыслах допускают содержание воды в растворе всего лишь несколько процентов [12,13]. Также поступают и на рассматриваемом в работе газовом промысле №5 Ямбургского месторождения, где концентрация НДЭГ составляет 95,5-97,9% масс., что позволяет легче провести процесс регенерации [2].

3 Моделирование технологических схем, повышение эффективности осушки жидкими осушителями в определенных условиях, оптимизация параметров и предотвращение гидратообразования на УКПГ

3.1 Моделирование технологической схемы УКПГ–5 Ямбургского НГКМ в программе «Honeywell UniSim Design»

«Honeywell UniSim Design» – это интегрированная система, которая дает возможность рассчитывать стационарные и динамические режимы работы с использованием термодинамических моделей. Этот комплекс является мощным инструментом моделирования режимов работы технологических схем. В «UniSim Design» представлен обширный список моделируемых технологических операций и много методов расчета фазового равновесия и свойств, что позволяет надежно рассчитывать широкий спектр технологических объектов. Широкие возможности и богатый выбор моделей данной программы обеспечивают создание полноценной моделирующей схемы технологических процессов подготовки газа, позволяет провести расчеты и оптимизацию[19].

При создании модели технологического процесса осушки газа на УКПГ-5 Ямбургского месторождения пользовался данными [2]. Процесс подготовки сеноманского газа на УКПГ-5 реализован с помощью типовой схемы гликолевой осушки с огневой регенерацией НДЭГ. Схема представлена на рисунке 3.1.

Главные параметры работы установки подготовки газа, при которых проходит осушка на УКПГ-5, представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры работы установки осушки на УКПГ-5 по регламенту

Концентрация гликоля, % масс		Температура контакта газ-гликоль, °С		Давление осушаемого газа перед абсорбером, МПа	Давление в абсорбере, МПа	Расход гликоля, м ³ /ч	Расход осушаемого газа, тыс. м ³ /ч
РДЭГ	98,9-99,3	Лето	13-22	4-6,5	4	2-4	200-350
НДЭГ	95,5-97,9	Зима	13-18				

компонентов пренебрежимо мало. Сероводород отсутствует. Содержание влаги 0,5-2 г/м³ (при моделировании задавал максимальное содержание влаги 2 г/м³) [2].

При «базовых» параметрах были получены следующие значения основных показателей: точка росы осушенного газа минус 20,78 °С; унос ДЭГа с осушенным газом в абсорбере и при регенерации 0,46 кг/ч или 1,53 г/1000 м³; получен насыщенный ДЭГ (НДЭГ) с концентрацией 95,2% масс. и регенерированный ДЭГ (РДЭГ) с концентрацией 96,5 % масс.

Нормы технологических параметров приведены в таблице 3.3 [2]:

Таблица 3.3 – Нормы технологических параметров на УКПГ–5 Ямбургского НГКМ

Концентрация, % масс		Точка росы осушенного газа, °С		Унос гликоля, г/1000м ³
НДЭГ	РДЭГ			
95,5- 97,9	98,9- 99,3	Летом	-14	До 8
		Зимой	-20	

Полученные при моделировании технологические параметры по газу соответствуют нормам регламента, однако НДЭГ излишне перенасыщен влагой (более 95,5 % масс), поэтому возникают проблемы при его регенерации, не достигается регламентированная концентрация 98,9 % масс, поэтому возникает необходимость регулярной подпитки свежим гликолем.

3.2 Влияние давления на процесс осушки

В данном подразделе проведен анализ влияния давления на эффективность применения ЭГа, ДЭГа и ТЭГа на установке осушки газа газового промысла №5 Ямбургского месторождения. Полученные параметры для этиленгликоля, диэтиленгликоля и триэтиленгликоля приведены в таблице 6.3 в диапазоне давлений от 2 до 7 МПа, при этом рабочие давления по регламенту от 4 до 6,5 МПа.

Таблица 3.4 – Влияние давления потока газа на эффективность работы гликолей

Давление потока газа, МПа	Точка росы осушенного газа, °С			Унос гликоля в абсорбере, кг/ч			Общая потеря гликоля, кг/ч		
	ЭГ	ДЭГ	ТЭГ	ЭГ	ДЭГ	ТЭГ	ЭГ	ДЭГ	ТЭГ
2	25,75	0,30	-13,80	6,83	0,93	0,28	7,03	1,03	0,63
3	20,55	-11,95	-18,70	4,70	0,60	0,18	4,8	0,68	0,41
4	14,97	-20,78	-22,62	3,20	0,39	0,11	3,25	0,46	0,28
4,5	11,96	-24,49	-24,41	2,62	0,31	0,08	2,83	0,38	0,23
5	8,77	-27,85	-26,80	2,15	0,24	0,07	2,21	0,30	0,18
5,5	5,285	-30,95	-27,92	1,75	0,19	0,05	1,81	0,25	0,15
6	1,33	-33,80	-29,70	1,40	0,15	0,04	1,46	0,21	0,13
7	-9,374	-39,00	-33,00	0,93	0,09	0,03	1,00	0,15	0,11

На рисунке 3.2 представлена зависимость точки росы осушенного газа от давления потока.

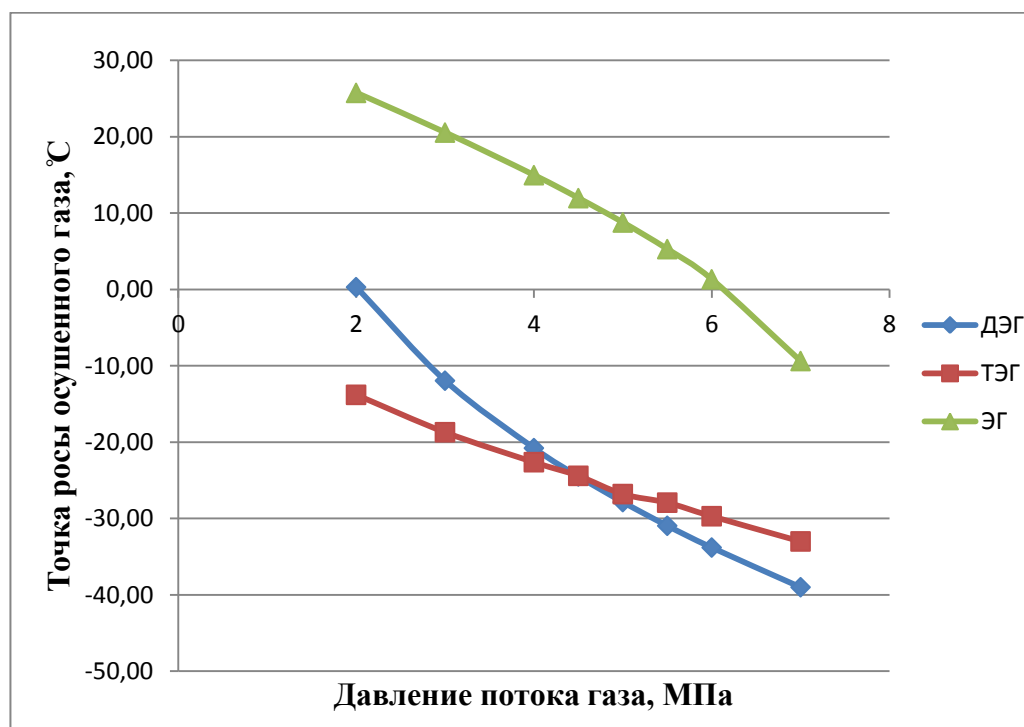


Рисунок 3.2 – Зависимость точки росы осушенного газа от давления потока

По вышеприведенным данным видно, что при увеличении давления входящих в абсорбер потоков точка росы осушаемого газа снижается, то есть наблюдается обратно пропорциональная зависимость, что соответствует теоретическим данным.

ДЭГ обеспечивает точку росы в минус 20°С при давлении 4 МПа, ТЭГ уже при давлении 3,6 МПа. Это позволило бы экономить энергию и ресурсы,

потребляемые ДКС при компримировании газа. ЭГ показал себя крайне неэффективным осушителем во всем диапазоне давлений, точка росы в минус 10°С была получена только при давлении 7 МПа, дальнейшее увеличение давления в условиях данного УКПГ неоправданно. В условиях падающей добычи при значительном падении пластового давления УКПГ не смогла бы обеспечивать требуемые стандартами кондиции газа, поэтому были введены ДКС, как отмечалось ранее.

До давления 4,5 МПа преимущество ТЭГа над ДЭГом хорошо прослеживается, разница точек росы на этом промежутке составляет от 2 до 13,5°С при прочих равных условиях. При давлении 4,5 МПа и выше ТЭГ теряет свое преимущество, сначала точки росы сравниваются, а потом ДЭГ начинает осушать газ до более низких точек росы. Растворимость природного газа в ТЭГе на 25-30% выше, поэтому при высоких давлениях применение ДЭГ предпочтительно, так как он обеспечивает более высокий коэффициент избирательности в системе вода - углеводороды [12,13].

Под влияние изменения давления попадает также величины уноса гликолей. На рисунке 3.3 проиллюстрирована данная зависимость.

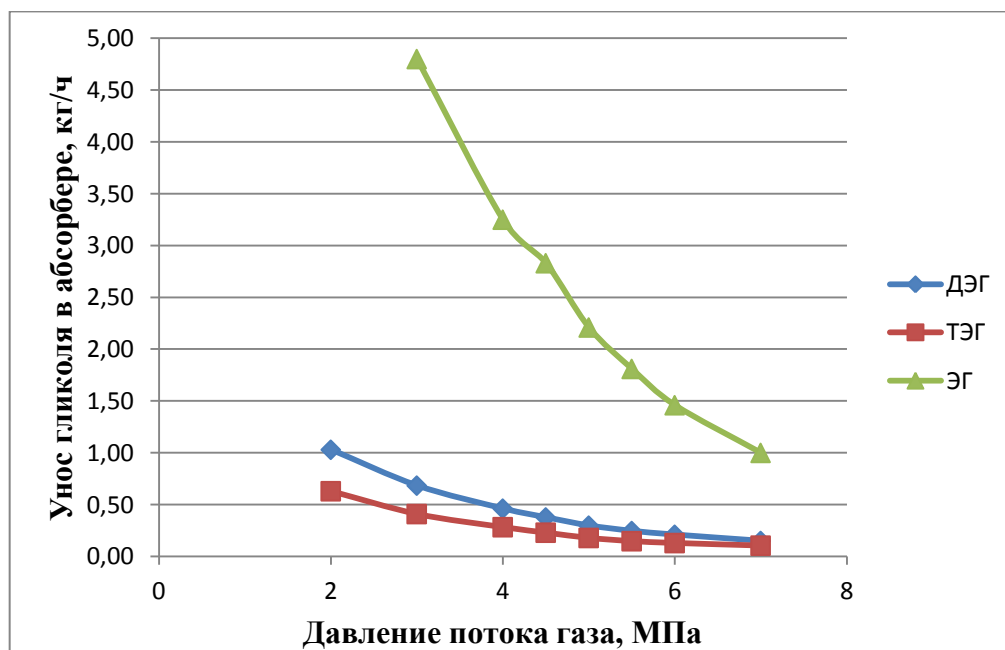


Рисунок 3.3 – Зависимость величины уноса гликоля в абсорбере и при регенерации от давления

На рисунке 1.3 наблюдается обратно пропорциональная зависимость – при увеличении давления потеря гликолей уменьшается, как и в случае с точкой росы газа. При этом на всем промежутке унос ТЭГа меньше примерно в 2 раза, чем ДЭГа. Унос ЭГа при этом абсолютно не сопоставим со значениями уноса двух других гликолей, это связано с высоким давлением насыщенных паров, именно это является одним из самых существенных недостатком данного осушителя.

3.3 Влияние температуры на процесс осушки

В данном подразделе проведен анализ влияния температуры контакта на эффективность применения ЭГа, ДЭГа и ТЭГа на установке осушки газа газового промысла №5 Ямбургского НГКМ. Полученные параметры для гликолей приведены в таблице 1.5. Регламентированная температура контакта на УКПГ-5 равна 13-22°C.

Таблица 3.5 – Влияние температуры контакта на эффективность работы гликолей

Температура контакта, °C	Точка росы осушенного газа, °C			Унос гликоля в абсорбере, кг/ч			Общая потеря гликоля, кг/ч			Вязкость гликоля, сПз		
	ЭГ	ДЭГ	ТЭГ	ЭГ	ДЭГ	ТЭГ	ЭГ	ДЭГ	ТЭГ	ЭГ	ДЭГ	ТЭГ
0	-25,2	-43,5	-36,8	0,6	0,06	0,02	0,69	0,12	0,07	33,0	118,1	102,4
10	3,7	-32,2	-28,7	1,6	0,2	0,05	1,71	0,23	0,16	22,1	60,8	58,1
15	11,1	-25,5	-24,9	2,5	0,3	0,08	2,60	0,36	0,25	18,6	45,9	45,4
20	17,4	-17,3	-21,0	3,8	0,5	0,08	3,92	0,56	0,32	15,8	35,6	36,2
30	28,5	9,2	-10,5	8,3	1,2	0,36	8,69	1,29	0,80	11,8	22,9	24,2
40	38,8	33,3	9,6	17,3	2,7	0,84	17,98	2,89	1,56	9,1	15,7	17,2

На рисунке 3.4 проиллюстрированы результаты зависимости точки росы осушенного газа от температур контакта. При увеличении температуры контакта точка росы повышается, что негативно сказывается на качестве подготовленного газа. ТЭГ при температурах более 15°C обеспечивает более низкую точку росы, а при температурах ниже 15°C его преимущество перед

ДЭГом теряется – это является одной из причин выбора ДЭГа при проектировании северных месторождений России. ЭГ уступает обоим конкурентам на всем интервале температур.

Точка росы ниже минус 20°C (требование СТО Газпром 089- 2010 [18]) при осушке ТЭГом достигается при температуре контакта ниже 21°C, в то время как ДЭГ осушает газ до регламентируемой точки росы при температуре контакта 19°C и ниже, ЭГ – лишь при очень низких температурах контакта 0-5°C. Точки росы при использовании ТЭГа на 4-20°C ниже в интервале от 20 до 40 °C, чем при использовании ДЭГа. В диапазоне 0-15°C ДЭГ осушает на 1-6°C лучше. В диапазоне 15-18°C точки росы примерно равны.

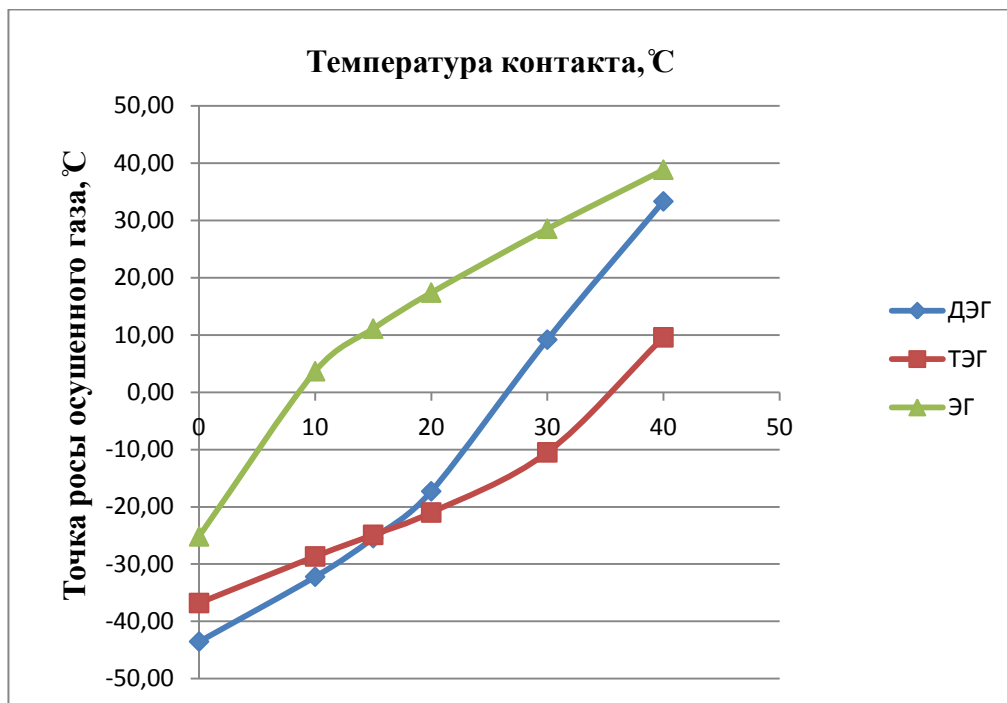


Рисунок 3.4 –Зависимость точка росы осушаемого газа от температуры контакта при использовании ЭГа, ДЭГа и ТЭГа

Повышение температуры контакта влияет также на унос гликоля. Зависимость представлена на рисунке 3.5.

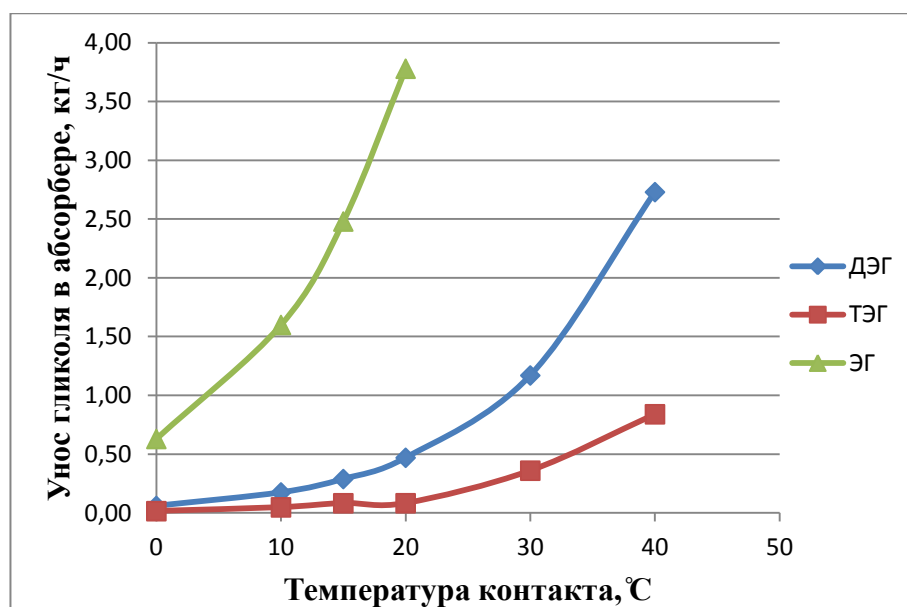


Рисунок 3.5 – Зависимость величины уноса гликоля от температуры контакта при осушке газа

При низких температурах контакта унос ДЭГа и ТЭГа крайне мал, при повышении температуры значение показателя увеличивается многократно. При 30°C унос ДЭГа составляет 1,29 кг/ч или 4,3 г/1000м³, при 40°C – 2,73 кг/ч или 9,1 г/1000 м³. Таким образом, унос больше регламентируемого значения в 8 г/1000м³ наблюдается при температуре больше 35°C. Потери ТЭГа находятся в рамках регламента даже при температуре 40°C, составляя 1,56 кг/ч или 5,2 г/1000 м³. Однако следует отметить, что в программном комплексе нельзя точно спрогнозировать величину потерь, так как они включают в себя потери гликоля в виде капельного уноса с осушенным газом, в испаренном виде с газом, с рефлюксом и из-за термодинамического разложения в системе регенерации, с газом дегазации, потери в связи с ремонтными работами, при транспортировке и перекачке. Поэтому требование по потерям в регламенте учитывает не только рассмотренные мной потери с осушенным газом и при регенерации, а все вышеприведенные.

При повышении температуры уменьшается вязкость раствора гликолей. Данная зависимость представлена на рисунке 3.6.

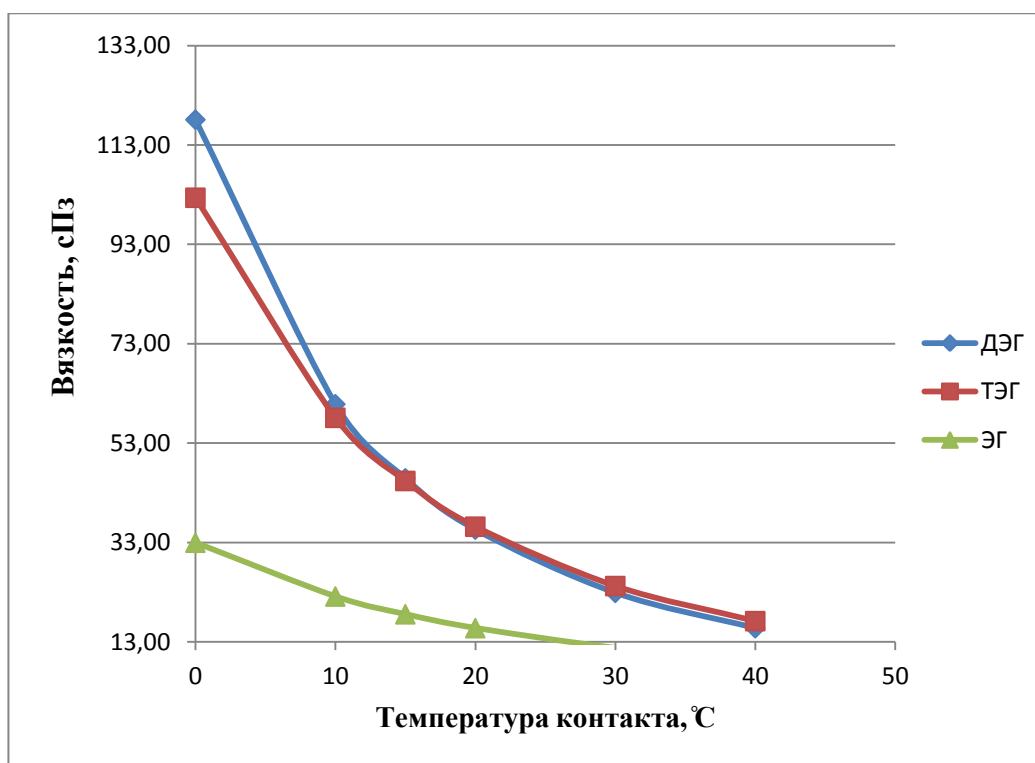


Рисунок 3.6 – Зависимость вязкости растворов гликолей от температуры

Эффективный массообмен между гликолями и водяными парами в газе происходит при вязкости меньше 100 сПз, в рассмотренном интервале температур это условие выполняется. Однако при температуре контакта 0°C и ниже уже нет, поэтому необходимо регулировать температуру контакта не только исходя из значения точки росы осушенного газа, но и не допускать повышения вязкости раствора гликоля выше вышеуказанного значения. Вязкость ТЭГа и ДЭГа практически не отличается. ЭГ на всем интервале температур имеет достаточно низкую вязкость, не превышая значение 33 сПз.

3.4 Влияние концентрации раствора гликолей на процесс осушки

В данном подразделе проведен анализ влияния концентрации раствора осушителей на процесс подготовки газа на газовом промысле №5 Ямбургского НГКМ. Полученные параметры для гликолей приведены в таблице 3.6. Иллюстрация зависимости на рисунке 3.7.

Таблица 3.6 – Влияние концентрации раствора гликоля на точку росы осушенного газа

Концентрация гликоля, % масс.	Точка росы осушенного газа при использовании ЭГа, °С	Точка росы осушенного газа при использовании ДЭГа, °С	Точка росы осушенного газа при использовании ТЭГа, °С
95	15,25	-4,30	-3,10
96	15,19	-6,47	-5,94
97	15,13	-9,34	-9,50
98	15,05	-13,50	-14,48
99	14,97	-20,78	-22,62
99,5	14,92	-28,13	-30,15

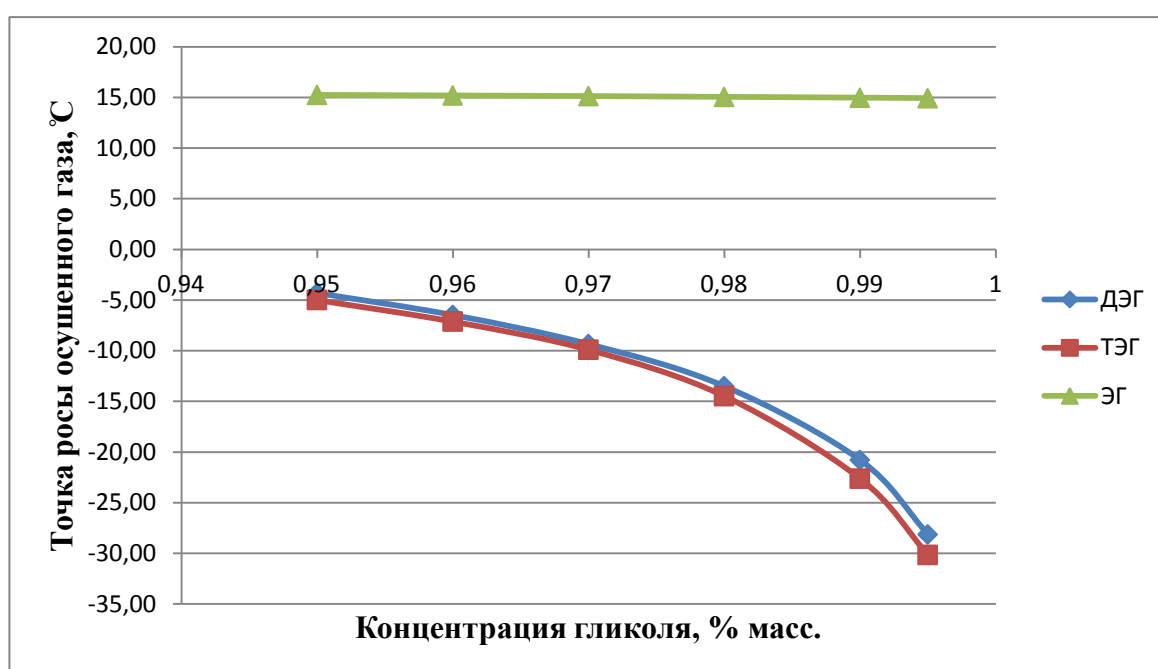


Рисунок 3.7 – Зависимость точки росы осушенного газа от концентрации раствора гликоля

При увеличении концентрации растворов ДЭГа и ТЭГа точка росы осушенного газа значительно уменьшается. При концентрации 98% масс. ни ДЭГ, ни ТЭГ не могут обеспечить необходимую кондицию подготавливаемого газа в условиях УКПГ – 5 Ямбургского НГКМ. При этом снова подтверждается большая эффективность работы ТЭГа над ДЭГом, преимущество в точке росы составляет от 0,57°С до 2°С в рассмотренном интервале концентраций. Концентрация ЭГ практически не влияет на точку росы осушаемого газа, она сохраняется на уровне 15°С.

3.5 Влияние расхода осушителя на процесс осушки

В данном подразделе проведен анализ расхода гликоля на осушку газа в условиях газового промысла №5 Ямбургского месторождения. Полученные параметры для гликолей приведены в таблице 3.6 для максимального расхода газа 350 тыс. м³/ч, иллюстрация данных таблицы представлена на рисунке 3.8. Рекомендуемые расходы гликоля по регламенту [2] составляют от 2 до 4 м³/час или от 2200 до 4400 кг/ч.

Таблица 3.6 – Зависимость точки росы осушенного газа от расхода осушителя при расходе газа 350 тыс. м³/ч

Расход осушителя, кг/ч	Точка росы осушенного газа, °С			Насыщенность гликоля после абсорбера, масс.доля
	ЭГ	ДЭГ	ТЭГ	
700,00	14,99	-16,15	-16,20	0,85
1000,00	14,95	-19,02	-19,40	0,88
1300,00	14,94	-20,02	-20,40	0,91
1500,00	14,94	-20,31	-20,80	0,92
2000,00	14,95	-20,62	-21,83	0,94
3000,00	14,96	-20,76	-22,49	0,96
4000,00	14,96	-20,78	-22,63	0,97
4400,00	14,97	-20,79	-22,65	0,98

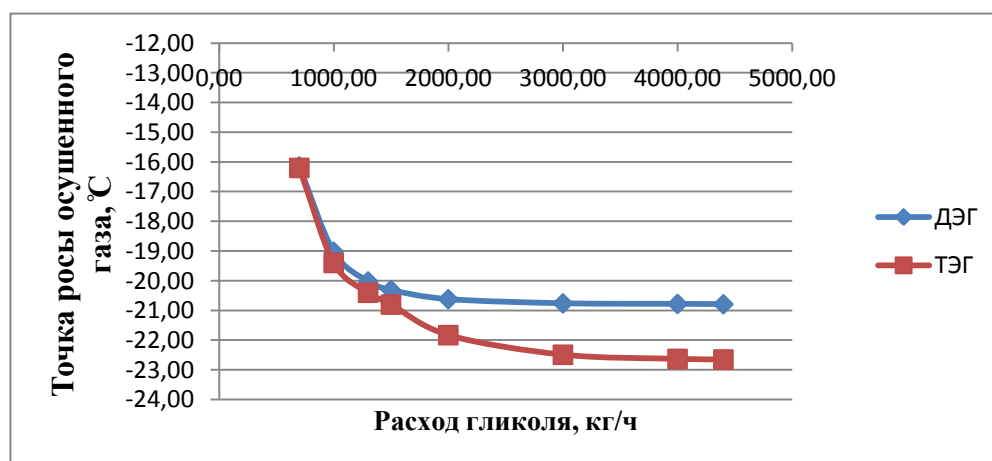


Рисунок 3.8 – Зависимость точки росы осушенного газа от расхода абсорбента при расходе газа 350 тыс. м³/ч

При расходе газа 350 тыс. м³/ч для достижения точки росы в минус 20°C необходим расход ДЭГа – 1300 кг/ч, ТЭГа - 1150 кг/ч, но раствор будет слишком насыщен влагой, а именно 91 и 88 % масс, что значительно осложнит процесс регенерации гликоля. Поэтому минимальным оптимальным расходом будет 2500 кг/ч, который осушит газ до точки росы минус 20,70 и 21,90°C соответственно для ДЭГа и ТЭГа при насыщении до концентрации 95% масс. Повышение расхода ЭГа не дало эффекта, точка росы осталась на уровне около 14,95°C.

Однако следует помнить, что данные анализа на основании модели в «Honeywell UniSim Design» будут в определенной мере отличаться от реальных показателей работы УКПГ, поэтому расход гликоля нужно брать больше, чем рассчитано выше.

3.6 Моделирование технологической схемы УКПГ–1В Ямбургского НГКМ в программе «Honeywell UniSim Design»

При создании модели технологического процесса подготовки газа на УКПГ- 1В Ямбургского месторождения пользовался данными регламента [3]. Процесс подготовки валанжинского газа и конденсата на УКПГ-1В реализован с помощью схемы, включающей в себе абсорбер, в котором происходит отдувка газом метанола из ВМР, низкотемпературную сепарацию и низкотемпературную абсорбцию (извлечение влаги и конденсата C₃₊ из газа при низкой температуре с помощью орошения колонны охлажденным конденсатом). Схема представлена на рисунке 3.9.

Главные параметры работы установки подготовки газа, при которых проходит осушка на УКПГ- 1В, представлены в таблице 3.7 [3].

Таблица 3.7 – Параметры работы установки осушки на УКПГ-1В по регламенту

Расход осушаемого газа, тыс. м ³ /ч	150-400	
Концентрация гликоля, % масс	PBMP	70-85
	HBMP	5-65
Расход ВМР, м ³ /ч	0,6-2	
Температура газа перед абсорбером А1, °С	20-40	
Давление газа перед абсорбером А1, МПа	8-9,5	
Температура газа перед низкотемпературным сепаратором С1, °С	-15 ... +5	
Давление газа перед низкотемпературным сепаратором С1, МПа	12,5	
Температура газа перед низкотемпературным абсорбером А2, °С	-32 ... -28	
Давление газа перед низкотемпературным абсорбером А2, МПа	3,9-7,5	
Расход конденсата на орошение низкотемпературного абсорбера А2, м ³ /ч	15-40	

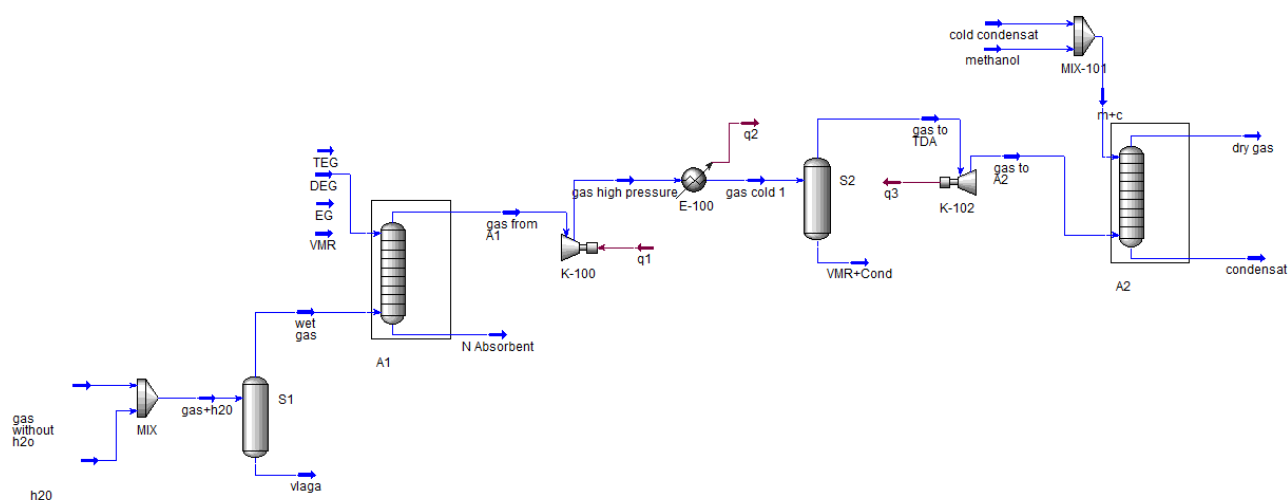


Рисунок 3.9– Модель технологической схемы установки осушки газа на УКПГ – 1В Ямбургского НГКМ в программной среде «Honeywell UniSim Design»

«Базовые» параметры схемы, которые использовались в процессе моделирования и анализа приведены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Параметры работы установки осушки на УКПГ-5 при моделировании

Расход осушаемого газа, тыс. м ³ /ч	300	
Концентрация гликоля, % масс	PBMP	85
Расход ВМР, м ³ /ч	1	
Температура газа перед абсорбером А1, °С	20	
Давление газа перед абсорбером А1, МПа	8	
Температура газа перед низкотемпературным сепаратором С1, °С	-5	
Давление газа перед низкотемпературным сепаратором С1, МПа	12,5	
Температура газа перед низкотемпературным абсорбером А2, °С	-30	
Давление газа перед низкотемпературным абсорбером А2, МПа	7,5	
Расход конденсата на орошение низкотемпературного абсорбера А2, м ³ /ч	20	

Состав газа и конденсата [4] на УКПГ- 1В представлен в таблице 3.9. Содержание влаги 2,4-3,9 г/м³ (при моделировании задавал содержание влаги 3 г/м³).

Таблица 3.9 – Состав осушаемого газа и конденсата в условиях УКПГ – 1В

Компонент	Газ, % мольн.	Конденсат, % масс.
CH ₄	90,165	3,72-6,15
C ₂ H ₆	5,655	5,08-8,1
C ₃ H ₈	1,764	12,31-14,83
i-C ₄ H ₁₀	0.268	4,53-7,41
n-C ₄ H ₁₀	0.340	8,8-10,99
i-C ₅ H ₁₂	1.249	4,86-6
n-C ₅ H ₁₂		4,47-5,64
C ₆ H ₁₄	0.1	46,29-50,65
CO ₂	0.5	-
N ₂	0.046	-
Содержание влаги, г/м ³	2,4-3,9	-

При «базовых» параметрах были получены следующие значения основных показателей: точка росы осушенного газа минус 19,42°C; получен насыщенный ВМР с концентрацией 5,2% масс. Полученные при моделировании технологические параметры по газу почти соответствуют нормам регламента, однако получили НВМР с низкой концентрацией, регенерация такого раствора затруднительна, возникает необходимость регулярной подпитки свежим метанолом. Также наблюдается выпадение газогидратов в низкотемпературном абсорбере А₂ и потоке осушенного газа (определение с помощью утилиты Hydrate Formation Utility), что требует проведение определенных технологических операций.

3.7 Анализ эффективности работы гликолей и ВМР в условиях УКПГ-1В Ямбургского НГКМ

До 1996 года установка подготовки газа №1В работала по схеме гликолевой осушки, однако после для предупреждения гидратообразования на низкотемпературных участках технологического процесса вместо нее ввели

ингибирование «сырого» газа метанолом, с регенерацией насыщенного водометанольного раствора на проектной установке регенерации ДЭГа. В данном разделе будет проведен анализ эффективности применения гликолей на УКПГ-1В, то есть целесообразность обратного перехода, так как в предыдущем разделе установлено, что регламентированная точка росы по влаге с применением ВМР не достигается (нехватка $0,6^{\circ}\text{C}$) и наблюдается выпадение гидратов в низкотемпературном абсорбере A_2 .

Моделирование проводилось при расходе гликолей в $3 \text{ м}^3/\text{ч}$ или 3300 кг/ч , что (при расходе газа в $300 \text{ тыс. м}^3/\text{ч}$) соответствует удельному расходу в $11 \text{ кг}/1000\text{м}^3$, осредненный расход для типичной УКПГ, подготавливающей газ Сеноманской залежи.

Как было установлено в подразделе 3.3, на степень осушки газа гликолями существенное влияние оказывает температура контакта в абсорбере, а на УКПГ-1В этот показатель достаточно высок и составляет $20-40^{\circ}\text{C}$, при таком температурном диапазоне не будут достигаться требуемая величина точки росы газа, что будет способствовать выпадению гидратов в низкотемпературных элементах оборудования. Поэтому было проведено исследование эффективности работы гликолей и ВМР для более низких температур контакта – в диапазоне $5-20^{\circ}\text{C}$. Для достижения таких температур после ДКС потребуется большее количество мощностей для его охлаждения, что является первым минусом внедрения гликолей. Результаты данного исследования в программной среде «Honeywell UniSim Design» представлены в таблице 2.4.

Графические иллюстрации данных таблицы 3.10 представлены на рисунках 3.10, 3.11, 3.12, на каждом графике отображены зависимости точки росы газа от температуры контакта для каждой реперной точки исследования – после абсорбера (колонны отдувки метанола) A_1 , после низкотемпературного сепаратора C_2 и после низкотемпературного абсорбера A_2 соответственно.

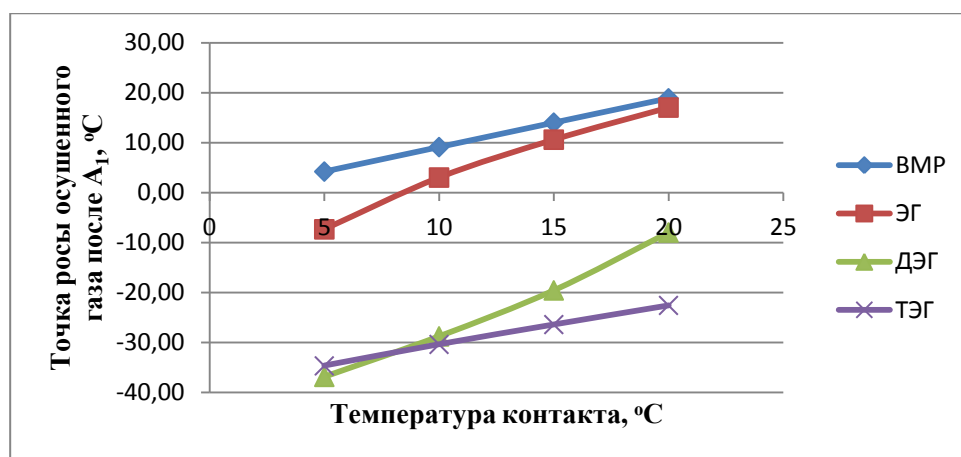


Рисунок 3.10 – Зависимость точки росы газа после абсорбера A_1 от температуры контакта

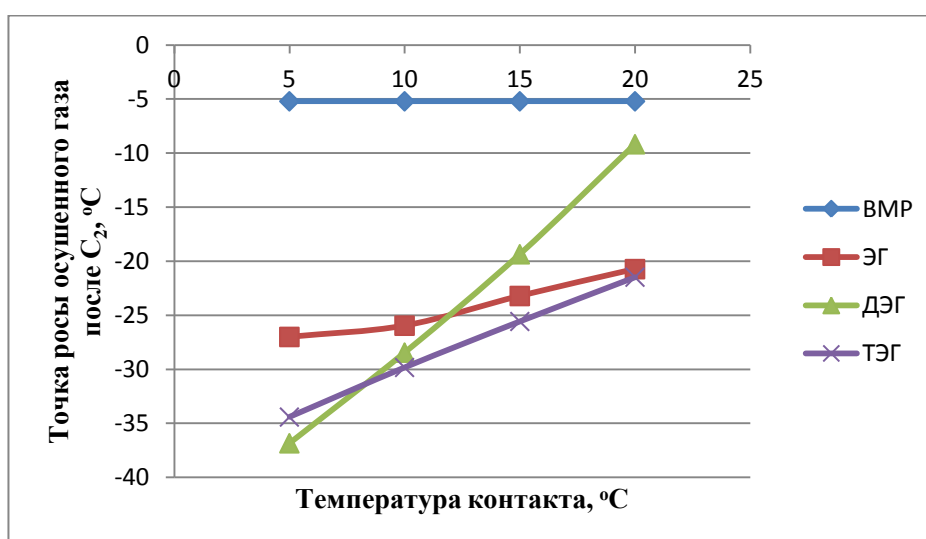


Рисунок 3.11 – Зависимость точки росы газа после низкотемпературного сепаратора C_2 от температуры контакта

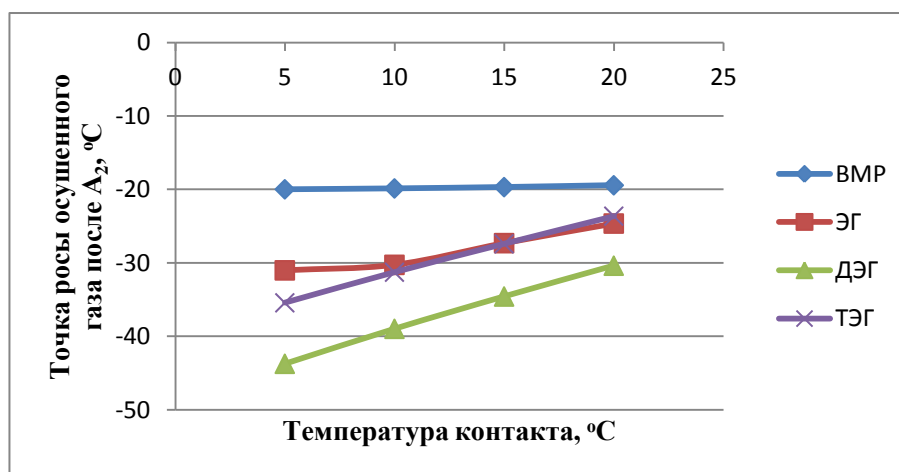


Рисунок 3.12 – Зависимость точки росы газа после низкотемпературного абсорбера A_2 от температуры контакта

Таблица 3.10 – Зависимость точки росы осушенного газа в различных точках схемы от температуры контакта для различных осушителей

Температура контакта, °C		Точка росы газа после абсорбера A_1 , °C	Точка росы газа после низкотемпературного сепаратора C_2 , °C	Точка росы газа после низкотемпературного абсорбера A_2 , °C	Образование гидратов в низкотемпературном сепараторе и в потоке газа после него, да/нет	Образование гидратов в низкотемпературном абсорбере и в потоке газа после него, да/нет
В М Р	5	4,24	-5,20	-20,01	нет	да
	10	9,14	-5,20	-19,85	нет	да
	15	14,03	-5,20	-19,67	нет	да
	20	18,90	-5,20	-19,42	нет	да
Э Г	5	-7,32	-27,56	-31,13	нет	нет
	10	3,04	-25,96	-30,25	да	да
	15	10,62	-23,21	-27,30	да	да
	20	17,05	-20,72	-24,63	да	да
Д Э Г	5	-36,84	-36,83	-43,72	нет	нет
	10	-28,74	-28,45	-38,96	да	да
	15	-19,53	-19,35	-34,56	да	да
	20	-7,95	-9,17	-30,37	да	да
Т Э Г	5	-34,64	-34,41	-35,42	да	да
	10	-30,35	-29,82	-31,26	да	да
	15	-26,38	-25,57	-27,40	да	да
	20	-22,55	-21,47	-23,62	да	да

Согласно данным рисунка 1 и таблицы ВМР и ЭГ плохо справляются с осушкой газа в абсорбере (колонны отдувки) A_1 , при этом ЭГ более

эффективен, чем ВМР, разница точек росы в данном температурном диапазоне от 1,85°C до 11,56°C. ДЭГ и ТЭГ ведут себя также как в исследовании 6.3, обеспечивая требуемую точку росы уже при температуре контакта ниже 15°C, однако далее в схеме подготовки присутствует колонны C_2 и A_2 и необходимо оценивать точку росы конечного осушенного газа, идущего в УХРЗ и в магистральный трубопровод.

После низкотемпературного сепаратора точка росы газа при использовании ВМР достигает минус 5,2 градусов Цельсия на всем температурном интервале. ДЭГ осушает газ до наиболее низкой точки росы (-36,8°C) при наименьшей температуре контакта и до наиболее высокой точки росы при наибольшей (-9,17°C). ЭГ показывает хорошие результаты – точки росы меньше минус 20°C на всем интервале, ТЭГ обеспечивает еще более низкую точку росы.

Наиболее важны значения точки росы осушенного газа после низкотемпературного абсорбера A_2 , ведь именно к нему предъявляются требования СТО Газпром 089-2010 [18]. ВМР при расходе 1 м³/ч практически обеспечивает регламентируемую точку росы даже при высоких температурах исходного сырого газа (-19, 42°C) и обеспечивает (-20,01°C) при температуре контакта 5°C. ТЭГ и ЭГ обеспечивают более низкие и практически одинаковые точки росы, однако ввиду того, что первый гликоль имеет намного более высокую стоимость, чем все остальные, его внедрение в условиях УКПГ-1В абсолютно нецелесообразно. Вероятнее всего низкая эффективность ТЭГа обусловлена большой степенью растворимости углеводородов (конденсата и ароматики) в ТЭГе (больше на 25-30%, чем в ДЭГе), что в свою очередь снижает осушающую способность осушителя [12,13], а сырье УКПГ-1В содержит большое количество конденсата. ДЭГ обеспечивает самые низкие точки росы – от минус 43,7°C до минус 30,4°C, что соответствует очень высокой степени осушки.

3.8 Предотвращение образования гидратов в низкотемпературных участках схемы подготовки газа на УКПГ-1В Ямбургского НГКМ при использовании различных осушителей

Низкая точка росы, однако, не всегда обеспечивает безгидратность работы технологических колонн и транспортировки газа. В условиях УКПГ-1В, ввиду наличия низкотемпературных процессов, конденсата, высокого начального влагосодержания сырья, наблюдается выпадение гидратов на некоторых участках технологического процесса, данные приведены в таблице 3.10. Возможность образования гидратов в «Honeywell UniSim Design» определял с помощью утилиты «Hydrate Formation Utility».

При использовании ВМР отсутствуют гидраты в колонне C_2 , однако есть вероятность их образования в колонне A_2 на всем интервале температур контакта. Возможные варианты предотвращения данного процесса будут рассмотрены далее.

В случае работы установки на этиленгликоле и диэтиленгликоле выпадение гидратов наблюдается в низкотемпературном сепараторе C_2 и низкотемпературном абсорбере A_2 при температурах контакта более 10°C , при низкой температуре контакта 5°C гидраты не выпадают, однако достижение этого значения крайне затруднительно, ведь возникает необходимость сильно охладить нагретый компримированный газ с ДКС. В случае триэтиленгликоля наблюдается выпадение гидратов при любых температурах контакта в обеих точках исследования, что еще раз подтверждает неэффективность данного гликоля в условиях УКПГ-1В.

При использовании гликолей наиболее подходящим вариантом предотвращения образования гидратов является ввод ингибитора гидратообразования в конденсат, поступающий на орошение в низкотемпературный абсорбер A_2 , и в поток газа перед низкотемпературным сепаратором C_2 . Однако в ходе моделирования и анализа в программном комплексе мною было установлено, что введение ингибитора также влияет на величину точки росы осушенного газа, повышая ее, что существенно

затрудняет достижение регламентированных кондиций товарного газа. Кроме того, для предотвращения гидратообразования требуется достаточно большое количество метанола, что значительно уменьшает целесообразность и рентабельность введения двухреагентной схемы подготовки. Результаты исследования при температуре контакта 20°C приведены в таблице 3.11.

Таблица 3.11 – Зависимость точки росы осушенного газа и гидратообразования от расхода ингибитора при применении гликолей

Расход ингибитора, кг/ч		Точка росы газа, °C	Гидратообразование в А2, да/нет
ЭГ	200	-18,13	да
	300	-16,50	нет
	400	-15,25	нет
	500	-14,28	нет
ДЭГ	200	-22,72	да
	300	-21,04	да
	400	-19,71	нет
	500	-18,61	нет
ТЭГ	200	-16,81	да
	300	-15,40	да
	400	-14,29	нет
	500	-13,38	нет

В случае использования ЭГа необходимый расход ингибитора гидратообразования более 300 кг/ч, ДЭГа и ТЭГа – более 400 кг/ч. При этом в отсутствии гидратов точка росы выше регламентируемого значения во всех случаях, вероятнее всего связано с тем, что исследования проводились при достаточно высокой температуре контакта 20°C. Подобные расходы высококонцентрированного метанола сопоставимы с расходом метанола на орошение абсорбера А₁ (480-1600 кг/ч 70-85% масс ВМР), что говорит о нецелесообразности внедрения гликолей на УКПГ-1В. Из трех гликолей в условиях УКПГ-1В в большей степени подходит ЭГ, обеспечивает достаточно низкую точку росы, требует меньшего расхода метанола, так как обладает более высокой ингибирующей способностью гидратообразования, низкую

вязкость и более низкую растворимость в конденсате, более экологичен, однако следует учесть высокое ДНП и унос.

Для предотвращения гидратообразования в низкотемпературном абсорбере A_2 при использовании ВМР в колонне A_1 возможны несколько вариантов изменения режима работы УКПГ, а именно:

1. Повышение концентрации ВМР;
2. Повышение расхода ВМР;
3. Ингибирование метанолом конденсата, подаваемого на орошение A_2 ;
4. Сочетание данных способов.

Результаты моделирования представлены в таблице 3.12

Таблица 3.12 – Предотвращение гидратообразования в низкотемпературном абсорбере при использовании ВМР

Расход ВМР в A_1 , кг/ч		Без дополнительного ингибирования		При ингибировании с расходом 300 кг/ч		При ингибировании с расходом 400 кг/ч	
		Точка росы, °C	Гидратообр азование в A_2 , да/нет	Точка росы, °C	Гидратообр азование в A_2 , да/нет	Точка росы, °C	Гидратообр азование в A_2 , да/нет
ВМР 85% масс	500	-16,11	да	-10,04	да	-9,10	нет
	1000	-21,60	да	-14,57	да	-13,49	нет
	1500	-27,47	да	-20,02	нет	-18,00	нет
	2000	-35,21	да	-24,98	нет	-23,45	нет
	2500	-39,51	нет	-27,89	нет	-26,16	нет
ВМР 90% масс	500	-16,44	да	-10,32	да	-9,37	нет
	1000	-22,26	да	-15,10	да	-14,01	нет
	1500	-28,74	да	-20,23	нет	-18,94	нет
	2000	-38,48	нет	-27,20	нет	-25,53	нет
	2500	-45,89	нет	-32,10	нет	-29,69	нет

При отсутствии дополнительного ингибирования для предотвращения гидратообразования в A_2 необходимо повысить расход ВМР на орошение A_1 до 2500 кг/ч при концентрации ВМР 85% масс и до 2000 кг/ч при концентрации ВМР 90% масс, следовательно, для минимальной по регламенту концентрации

в 70% масс потребуется еще больший расход. Точка росы меньше минус 20°C достигается уже при расходе более 1000 кг/ч.

При дополнительном ингибировании в 300 кг/ч расход ВМР в A_1 можно сократить до 1500 кг/ч (итоговый расход метанола составит около 1800 кг/ч), регламентированное значение точки росы осушенного газа достигается, но без запаса. При ингибировании в 400 кг/ч проблема гидратообразования в колонне A_2 полностью решается, однако возникают проблемы с достижением нужной степени осушки – необходим расход ВМР в A_1 от 2000 кг/ч (в общем, примерно, 2400 кг/ч). В конечном итоге наиболее экономичным вариантом является – расход ВМР 85% масс на орошение A_1 1500 кг/ч, ингибирование конденсата орошения в A_2 300 кг/ч, однако наиболее удобным вариантом остается повышение расхода ВМР 85% масс до 2500 кг/ч без дополнительной подачи метанола перед A_2 – в этом случае метанол переходит в паровую фазу и по мере снижения температуры при дальнейшем охлаждении газа конденсируется, предотвращая гидратообразование на всем протяжении технологического процесса.

Итак, в условиях УКПГ-1В возможна подготовка газа с применением ВМР с осушкой газа до регламентируемой точки росы и без выпадения гидратов в низкотемпературных колоннах при расходе 1800-2500 кг/ч при достаточно высоких температурах контакта 20-40°C. В случае внедрения гликолей потребуется снижать температуры контакта, модернизировать оборудование и дополнительно вводить метанол с расходом более 300 кг/ч, учитывая, что расход самого гликоля составит порядка 3300 кг/ч и его цена на порядок выше, чем цена метанола.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Затраты предприятия на производство и реализацию продукции выраженные в денежном эквиваленте, образуют себестоимость продукции. Расчет и анализ себестоимости продукции является важнейшей задачей любого предприятия. Чем меньше себестоимость продукции, тем выше рентабельность ее производства, тем больше получаемая прибыль.

В случае компании ПАО «Газпром» себестоимость добычи природного газа является одной из самых низких в мире. Однако всегда есть пути дальнейшей минимизации затрат – улучшение и модернизация технологического процесса подготовки газа или замена используемых на промыслах химических реагентов на более эффективные. Так на установках комплексной подготовки газа Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения в качестве абсорбента при осушке продукции скважин используется ДЭГ. Далее в работе будет рассмотрен вариант замены этого поглотителя на ЭГ или ТЭГ и рассчитана экономическая целесообразность применения обоих веществ в условиях УКПГ-5. Кроме того будет проанализирована возможность перехода от ВМР к гликолям в условиях УКПГ-1В Ямбургского НГКМ и экономическая рентабельность этой возможности.

4.1 Расчет средней цены на гликоли и метанол

Для определения средней цены на этиленгликоль (ЭГ) воспользуемся действующими ценами следующих поставщиков: ООО «АльфаХим», г. Екатеринбург, цена 55000 руб/т; ООО «СотСнаб», г. Нижний Новгород, цена – 59000 руб/т; ООО «Химснаб-2000», г. Ростов-на-Дону, цена – 65000 руб/т; ООО «ВитаХим Казань», г. Казань, цена – 60000 руб/т; ООО «ГК Армада», г. Новосибирск, цена – 67000 руб/т; ООО «АМК-Групп», г. Челябинск, цена – 77000 руб/т; ООО «Натолхим», г. Москва, цена – 65000 руб/т [20]. Расчет по формуле (1).

$$Ц_{ЭГ} = \frac{55000+59000+65000+60000+67000+77000+65000}{7} = 64000 \text{ руб/т} \quad (1)$$

Для определения средней цены на диэтиленгликоль (ДЭГ) воспользуемся действующими ценами следующих поставщиков: ООО «АМК-Групп», г. Новосибирск, цена – 65000 руб/т; ООО «СотСнаб», г. Нижний Новгород, цена – 69000 руб/т; ООО «Южная химическая компания», г. Волгоград, цена – 64500 руб/т; ООО «ВитаХим Казань», г. Казань, цена – 67000 руб/т; ООО «ПромСнабКомплект», г. Екатеринбург, цена 57000 руб/т; ООО «Гликоли.Ру», г. Нижний Новгород, цена – 64500 руб/т; ООО «ТД ХимЛидер», г. Москва, цена – 55000 руб/т [20]. Расчет по формуле (2).

$$Ц_{дэг} = \frac{65000+69000+64500+67000+57000+64500+55000}{7} = 63500 \text{ руб/т} \quad (2)$$

Для определения средней цены на триэтиленгликоль (ТЭГ) воспользуемся действующими ценами следующих поставщиков: ООО «СотСнаб», г. Нижний Новгород, цена-107000 руб/т; ООО «Гликоли.Ру», г. Нижний Новгород, цена – 128000 руб/т; ООО «АМК-Групп», г. Новосибирск, цена – 110000 руб/т; ООО «ВитаХим Казань», г. Казань, цена – 115000 руб/т; ООО «АКВАХИМ», г. Санкт-Петербург, цена-118000 руб/т; ООО «Выраж», г. Уфа, цена-98000 руб/т; ООО «Синтез-Химтрейд», г. Москва, цена-103000 руб/т [20]. Расчет по формуле (3)

$$Ц_{ТЕГ} = \frac{107000+128000+110000+115000+118000+98000+103000}{7} = 111000 \text{ руб/т} \quad (3)$$

Таким образом, примерная средняя цена этиленгликоля в России составляет 64000 руб/т, диэтиленгликоля – 63500 руб/т, триэтиленгликоля – 111 000 руб/т, то есть последний осушитель стоит, примерно, на 42% дороже, чем ДЭГ и ЭГ, цена которых практически одинакова.

Для определения средней цены на метанол воспользуемся действующими ценами следующих поставщиков: ООО «СотСнаб», г. Нижний Новгород, цена - 31000 руб/т; ООО «ГК АРМАДА», г. Новосибирск, цена - 29000 руб/т; ООО «Шиханы-ОЙЛ», г. Уфа, цена - 27000 руб/т; ООО

«СибирьЭнергоКомплект», г. Ангарск, цена - 30000 руб/т; ООО «ВИА Ойл», г. Пермь, цена - 18800 руб/т; ООО «Синтез», г. Москва, цена - 23000 руб/т; ООО «Ювента», г. Санкт-Петербург, цена - 26000 руб/т; ООО «PRO-ХимПром», г. Тольятти, цена - 24000 руб/т [20]. Расчет по формуле (4)

$$C_{\text{метанол}} = \frac{31000+29000+27000+30000+18800+23000+26000+24000}{8} = 26100 \text{ руб/т} \quad (4)$$

Таким образом, средняя цена по России высококонцентрированного метанола составляет 26100 руб/т, что дешевле ТЭГа более, чем в 4,25 раза и дешевле двух других осушителей 2,45 раз.

4.2 Определение затрат на транспортировку гликолей и метанола

После покупки абсорбентов их необходимо транспортировать до газовых промыслов рассматриваемой компании ООО «Газпром Добыча Ямбург».

Основные поставщики гликолей находится в Санкт-Петербурге, Волгограде, Москве, Нижнем Новгороде, Казане, Уфе, Екатеринбурге и Новосибирске. Доставка осуществляется автотранспортом в специализированных цистернах или с помощью железнодорожного сообщения. Примерная стоимость транспортировки 10 т гликоля на 1 км пути составляет 40 рублей [20] (согласно перечню цен на доставку выше перечисленных поставщиков). Примерная стоимость доставки 10 т гликоля до города Новый Уренгой представлена в таблице 4.1.

Таблица 4.1 Стоимость транспортировки 10 т гликоля до г. Новый Уренгой

Наименование города	Расстояние до г. Новый Уренгой, км	Стоимость доставки до г.Новый Уренгой, руб
Ангарск	4344	173760
Ростов-на-Дону	4087	163480
Санкт-Петербург	4086	163440
Волгоград	3620	144800
Москва	3650	146000
Нижний Новгород	3195	127800
Тольятти	2847	113880

Продолжение таблицы 4.1

Казань	2788	111520
Новосибирск	2559	102360
Уфа	2365	94600
Пермь	2210	88400
Челябинск	1931	77240
Екатеринбург	1870	74800

Наиболее выгодная закупка гликолей и метанола с точки зрения стоимости доставки наблюдается у поставщиков из близлежащих городов к Новому Уренгою, а именно из Уфы и Екатеринбурга.

4.3 Определение полной стоимости гликолей и метанола у разных поставщиков

Не все поставщики торгуют одновременно всеми видами гликолей и метанолом, поэтому необходимо оценивать конечную стоимость каждого вещества у отдельно взятых поставщиков отдельно, исходя из расчета суммарных затрат на их покупку и доставку.

Стоимость веществ сильно разнится, поэтому покупать реагенты у поставщиков их ближайших городов может быть не совсем рентабельно, ведь есть вероятность, что низкая цена покроет расходы на дальнюю транспортировку. В таблице 4.2 приведены результаты расчетов стоимости закупок этиленгликоля у разных поставщиков.

Таблица 4.2 – Стоимость ЭГа у разных поставщиков России

Наименование поставщика	Цена за 10 тонн гликоля, тыс. руб	Стоимость доставки до г. Новый Уренгой, тыс. руб	Итоговая стоимость за 10 т гликоля, тыс. руб
ООО «ГК Армада», г. Новосибирск	670	102,3	772,3
ООО «СотСнаб», г. Нижний Новгород	590	127,8	717,8

Продолжение таблицы 4.2

ООО «Химснаб-2000», г. Ростов-на-Дону	650	163,5	813,5
ООО «ВитаХим Казань», г. Казань	600	111,5	711,5
ООО «АльфаХим», г. Екатеринбург	550	74,8	624,8
ООО «АМК-Групп», г. Челябинск	770	77,2	847,2
ООО «Натолхим», г. Москва	650	146	796

Таким образом, наиболее выгодная закупка этиленгликоля у поставщика ООО «АльфаХим», г. Екатеринбург и составляет 624,8 тысяч рублей за 10 тонн гликоля, это достигается за счет самой низкой цены на продукт и близости Екатеринбурга к Новому Уренгою. Также приемлемыми поставщиками выступают ООО «ВитаХим Казань», г. Казань и ООО «СотСнаб», г. Нижний Новгород, стоимости закупок у которых составляют 711,5 и 717,8 тысяч рублей за 10 тонн соответственно – цена у первой организации чуть выше, однако Казань расположена ближе и за счет снижения транспортных издержек услуга поставщика является более выгодной. Транспортные расходы составляют 10-25% от стоимости 10 т гликоля.

В таблице 4.3 приведены результаты расчетов стоимости закупок диэтиленгликоля у разных поставщиков.

Таблица 4.3 – Стоимость ДЭГа у разных поставщиков России

Наименование поставщика	Цена за 10 тонн гликоля, тыс. руб	Стоимость доставки до г. Новый Уренгой, тыс. руб	Итоговая стоимость за 10 т гликоля, тыс. руб
ООО «АМК-Групп», г. Новосибирск	650	102,3	752,3
ООО «СотСнаб», г. Нижний Новгород	690	127,8	817,8
ООО «Южная химическая компания», г. Волгоград	645	144,8	789,8
ООО «ВитаХим Казань», г. Казань	670	111,5	781,5
ООО «ПромСнабКомплект», г. Екатеринбург	570	74,8	644,8
ООО «Гликоли.Ру», г. Нижний Новгород	645	127,8	772,8
ООО «ТД ХимЛидер», г. Москва	550	146	696

Таким образом, наиболее выгодная закупка диэтиленгликоля у поставщика ООО «ПромСнабКомплект», г. Екатеринбург и составляет 644,8 тысяч рублей за 10 тонн гликоля, это достигается за счет достаточно низкой цены на продукт и близости Екатеринбурга к Новому Уренгою. Также приемлемым поставщиком выступает ООО «ТД ХимЛидер», г. Москва, стоимость закупки у которого составила 696 тысяч рублей за 10 тонн – цена гликоля еще ниже, чем у ООО «ПромСнабКомплект», но доставка дороже, так как Москва находится в 2 раза дальше от Нового Уренгоя, чем Екатеринбург. Транспортные расходы составляют 13-26% от стоимости 10 т гликоля.

Такой же анализ был проведен в отношении выбора поставщика триэтиленгликоля. Результат представлен в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Стоимость ТЭГа у разных поставщиков России

Наименование поставщика	Цена за 10 тонн гликоля, тыс. руб	Стоимость доставки до г. Новый Уренгой, тыс. руб	Итоговая стоимость за 10 т гликоля, тыс. руб
ООО «СотСнаб», г. Нижний Новгород	1070	127,8	1197,8
ООО «Гликоли.Ру», г. Нижний Новгород	1280	127,8	1407,8
ООО «АМК-Групп», г. Новосибирск	1100	102,4	1202,4
ООО «ВитаХим Казань», г. Казань	1150	111,5	1261,5
ООО «АКВАХИМ», г. Санкт-Петербург	1180	163,4	1343,4
ООО «Виразж», г. Уфа	980	94,6	1074,6
ООО «Синтез-Химтрейд», г. Москва	1030	146,0	1176

Таким образом, наиболее выгодным вариантом является поставщик ООО «Виразж», г. Уфа, у которого стоимость триэтиленгликоля составляет 1074,6 тысяч рублей за 10 тонн, данная организация предлагает самую низкую цену из рассмотренных и, ко всему прочему, Уфа располагается ближе всех к Уренгою. Транспортные расходы составляют 9-14% от стоимости 10 т гликоля.

Результаты анализа выбора поставщика метанола представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Стоимость метанола у разных поставщиков России

Наименование поставщика	Цена за 10 тонн метанола, тыс. руб	Стоимость доставки до г. Новый Уренгой, тыс. руб	Итоговая стоимость за 10 т метанола, тыс. руб
ООО «СотСнаб», г. Нижний Новгород	310	127,8	437,8
ООО «ГК АРМАДА», г. Новосибирск	290	102,4	392,4
ООО «Шиханы-ОЙЛ», г. Уфа	270	94,6	364,6
ООО «СибирьЭнергоКомплект», г. Ангарск	300	173,7	473,7
ООО «ВИА Ойл», г. Пермь	188	88,4	276,4
ООО «Синтез», г. Москва	230	146	376
ООО «Ювента», г. Санкт-Петербург	260	163,4	423,4
ООО «PRO-ХимПром», г. Тольятти	240	113,9	437,8

Таким образом, наиболее выгодным вариантом является поставщик ООО «ВИА Ойл», г. Пермь, у которого конечная стоимость метанола составляет 276,4 тысяч рублей за 10 тонн, данная организация предлагает очень выгодную цену на 18-39% ниже, чем у остальных конкурентов, а также Пермь располагается ближе всех к Новому Уренгою и, следовательно, стоимость доставки на 6-49% ниже. В случае с метанолом транспортные расходы составляют огромные 35-63% от стоимости 10 т гликоля, что говорит о нецелесообразности доставки данного ингибитора автоцистернами, учитывая,

что он активно применяется на всех УКПГ Ямбургского месторождения и не всегда обеспечивается его рециркуляция и регенерация в технологическом процессе. Наиболее выгодным вариантом является транспортировка по трубопроводу.

4.4 Определение количества и стоимости абсорбента в условиях УКПГ-5 Ямбургского НГКМ

Экономически важной характеристикой процесса осушки природного газа является показатель, который характеризует, сколько необходимо абсорбента для осушки 1000 м³ газа.

На установке комплексной подготовки газа №5 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения расход газа через абсорбер составляет 200 – 350 тыс. м³/ч или 4,8 – 8,4 млн. м³/сутки. Для осушки такого объема газа до необходимой точки росы с сохранением возможности дальнейшей его регенерации в системе циркулирует около 2-4 м³/ч диэтиленгликоля [2]. ЭГ не обеспечил необходимую эффективность работы УКПГ, поэтому экономический анализ рентабельности его внедрения нецелесообразен. Опыта эксплуатации с применением триэтиленгликоля на установках данного месторождения не было, поэтому необходимый расход точно не известен. Однако в результате исследований было установлено, что ТЭГа при осушке того же объема газа до той же точки росы необходимо на 10-15% меньше, чем ДЭГа, т.е. примерно 1,8-3,6 м³/ч. В сутки необходимо (в случае максимального расхода) 96 м³ диэтиленгликоля или 86,4 м³ триэтиленгликоля. При плотности 1118 и 1126 кг/м³ для ДЭГа и ТЭГа соответственно в час необходимо 4472 кг первого и 4054 кг второго осушителей, в сутки – 107328 кг и 97296 кг. Расчеты приведены без учета цикличности процесса за счет регенерации, стоимость осушки рассматриваемого объема газа в сутки с использованием ДЭГа и ТЭГа приведена в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Расчет стоимости абсорбентов для осушки 4,8-8,4 млн. м³ газа в сутки без учета их регенерации

Наименование материала	Норма расхода материала в сутки, т	Цена за 1 т материала, тыс. руб	Стоимость материалов, тыс. руб
Диэтиленгликоль	107,3	63,5	6813,55
Триэтиленгликоль	97,3	111,0	10800,30

Как видно по данным таблицы 4.6 при отсутствии системы регенерации гликолей стоимость осушки была бы слишком велика, поэтому добыча газа потеряла бы свою рентабельность. Поэтому цикличность процесса играет огромную роль в процессе подготовки газа.

Однако регенерация осушителей не исключает их потерь в технологическом процессе. Унос абсорбентов повышает стоимость подготовки добытого газа к транспортировке, т.к. необходимо пополнять объемы циркулируемого гликоля для обеспечения корректной работы установки.

По технологическому регламенту газового промысла №5 [2] потеря диэтиленгликоля с осушенным газом и в процессе регенерации составляет до 8 г на 1000 м³. При расходе газа 200 000 - 350000 м³/ч потери составляют от 1,6 до 2,8 кг в час. Таким образом, в сутки теряется от 38,4 до 67,2 кг гликоля, что в стоимостном эквиваленте (при средней цене 63,5 рублей за 1 кг) составляет потери от 2438 до 4267 рублей в сутки.

Согласно теоретическим данным [21] и собственным расчетам в одних и тех же условиях триэтиленгликоля в процессе осушки теряется в 2 – 2.5 раз меньше, чем диэтиленгликоля. Таким образом, в условиях газового промысла №5 Ямбургского месторождения потери ТЭГа составили бы примерно 4 г на 1000 м³ осушаемого газа. При тех же расходах потери осушителя в час – от 0,8 до 1,4 кг, в сутки – от 19,2 до 33,6 кг. В стоимостном выражении (при средней цене в 111 рублей за 1 кг) от 2131 до 3730 рублей в сутки.

Результаты анализа уноса триэтиленгликоля и диэтиленгликоля приведены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Сравнительная характеристика потерь ДЭГа и ТЭГа при одинаковых технологических условиях при расходе газа от 200 до 350 тыс. м³/ч

Наименование осушителя	Потери гликоля при осушке газа, кг/сут		Потери в стоимостном выражении, руб/сут	Экономия денежных средств при использовании ТЭГа, руб/сут
ДЭГ	200 тыс. м ³ /ч	38,4	2438	307 - 537
	350 тыс. м ³ /ч	67,2	4267	
ТЭГ	200 тыс. м ³ /ч	19,2	2131	
	350 тыс. м ³ /ч	33,6	3730	

Как было посчитано ранее – цена на триэтиленгликоль выше примерно на 40%. При его использовании каждые сутки можно экономить от 307 до 537 рублей в зависимости от расхода газа. В год экономия составила бы от 112 до 196 тыс. рублей. Однако следует рассчитать, окупит ли экономия на уносе такую разницу в цене.

Производительность установки регенерации гликоля на газовом промысле №5 Ямбургского месторождения составляет от 20 до 30 м³/ч [2]. Таким образом, чтобы запустить цикл осушки потребуется в среднем 25 м³ осушителя, то есть около 28 тонн. Стоимость закупки «базового» количества поглотителя составит 1,78 млн. рублей для диэтиленгликоля, 3,11 млн. для ТЭГа. Разница составляет 1,33 млн. рублей.

При снижении затрат за счет меньшего уноса триэтиленгликоля закупка «базового» количества ТЭГа окупится, примерно, через 6,8 - 12 лет, что является большим сроком. Учитывая, что «подпитку» цикла также придется производить дорогим ТЭГом.

Ввиду большей эффективности ТЭГа есть возможность понижения давления потока газа, идущего в абсорбер, и повышение температуры точки контакта «гликоль-газ», то есть снизятся энергозатраты на компримирование газа и на его охлаждение на ДКС. Однако перевод установки регенерации гликоля с ДЭГа на ТЭГ осложнен тем, что для десорбции воды из НТЭГа температура необходима на 30-40°С выше, что потребует дополнительных капитальных и энергетических затрат [21]. Также необходимо вложение денежных средств на модернизацию оборудования, однако эти затраты будут не особо высокими, так как оба реагента имеют схожие свойства.

В итоге, в условиях падающей добычи газа на газовом промысле №5, замена диэтиленгликоля на триэтиленгликоль экономически нецелесообразна. Учитывая, что диэтиленгликоль при существующих технологических параметрах осушает газ до нужных кондиций, прописанных в СТО Газпром 089-2010 [18].

Замена может быть экономически и технологически оправдана в случае неспособности ДЭГа осушать газ до нужных параметров или при использовании азеотропобразующих агентов, специальных присадок, новых технологий, способствующих минимизации затрат при переходе на использование триэтиленгликоля [21].

4.5 Определение количества и стоимости гликолей и метанола в условиях УКПГ-1В Ямбургского НГКМ

В ходе моделирования технологической схемы УКПГ-1В при переходе с ВМР на гликоли использовался расход в 3 м³/ч или 3300 кг/ч, что (при расходе газа в 300 тыс. м³/ч) соответствует удельному расходу в 11 кг/1000м³, осредненный расход для типичной УКПГ, подготавливающей газ Сенюманской залежи. Стоимости такого количества гликоля составляет (согласно ценам, рассчитанным в разделе 4.1) составляют: для ЭГа – 211 200 руб, для ДЭГа – 209 550 руб, для ТЭГа – 366 300 руб. Однако, как было установлено в исследовании – в условиях УКПГ-1В нельзя обойтись только гликолями и

требуется введение высококонцентрированного метанола для предотвращения образования гидратов в низкотемпературных колоннах. В случае использования ЭГа необходимый расход ингибитора гидратообразования более 300 кг/ч, ДЭГа и ТЭГа – более 400 кг/ч или в денежном выражении (согласно ценам, рассчитанным в разделе 4.1) 7 830 руб. и 10 440 руб. соответственно. Таким образом, конечная стоимость использования гликолей в час для осушки 300 тыс. м³ газа составляет 219 030 руб., 219 990 руб. и 376 740 руб. для ЭГа, ДЭГа и ТЭГа соответственно. Учитывая, что самый дорогой ТЭГ проявил себя практически так же, как дешевый ЭГ, дальнейшее его рассмотрение нецелесообразно. Так как ДЭГ проявил себя намного лучше, чем ЭГ, при идентичных стоимостях, то только рентабельность его применения будем сравнивать с действующим ВМР.

В ходе исследований модели мною ранее были подобраны два наиболее подходящих режима работы УКПГ на ВМРе: экономичный – 1500 кг/ч ВМР 85% масс. в абсорбер и 300 кг/ч высококонцентрированного метанола на ингибирование, удобный – только 2500 кг/ч ВМР 85 % масс. в абсорбер. В стоимостном выражении экономичный вариант – 41 107,5 руб., удобный вариант – 55 462,5 руб. При использовании первого варианта, если потери при регенерации составят 10%, в сутки можно экономить 34 452 рубля.

При использовании ДЭГа первичная его закупка для часа работы обойдется почти в 220 тыс. руб., в то время как при использовании метанола – в 41,1 тыс. руб., разница более чем в 5,3 раза, даже при меньших потерях гликоля его внедрение экономически не оправданно. К тому же потребуются дополнительные вложения на модернизацию, а двухреагентная схема работы сложна и неудобна.

4.6 Расчет рентабельности модернизации абсорберов ГП-502 на УКПГ-5 Ямбургского НГКМ

В 2004 году на УКПГ-5 Ямбургского месторождения произведена модернизация 6 абсорберов по проекту ДООО "ЦКБН", с целью снижения

уноса гликоля с осушаемым газом, обеспечения требуемого качества подготовки газа и производительности абсорберов при понижении давления осушки, улучшения гидравлических характеристик аппаратов. Для этого был произведен демонтаж внутренней оснастки абсорберов и установлена новая внутренняя оснастка [2].

Потери ДЭГа до модернизации определяются по формуле (5):

$$Q_{\text{дэг1}} = Q_{\text{г}} \cdot Y = 3 \cdot 13 = 39 \text{ т/год}, \quad (5)$$

Где $Q_{\text{г}}$ – годовая производительность одного абсорбера, млрд. м³/год,

Y – унос ДЭГа до модернизации, г/1000 м³.

Потери ДЭГа после модернизации определяются по формуле (6):

$$Q_{\text{дэг1}} = Q_{\text{г}} \cdot Y = 3 \cdot 7 = 21 \text{ т/год}, \quad (6)$$

Где $Q_{\text{г}}$ – годовая производительность одного абсорбера, млрд. м³/год,

Y – унос ДЭГа после модернизации, г/1000 м³.

Годовая экономия ДЭГа составила 18 т/год или (при цене 63500 руб./т) 1,143 млн. рублей. При этом затраты на модернизацию составили примерно 500 тыс. рублей. Годовой экономический эффект модернизации, как разность между экономией за счет уменьшения уноса гликоля и затратами на модернизацию, составил 643 тыс. рублей. При этом рентабельность (отношение сэкономленной суммы к затратам в процентном отношении) составила 128.6%.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Объектом исследования в данной работе является установка комплексной подготовки газа (УКПГ-5) Ямбургского НГКМ, на которой применяются абсорбционные методы осушки добываемого природного газа.

Информация удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В магистерской диссертации описаны технологические схемы подготовки природного газа Газовых промыслов №5 и №1В Ямбургского НГКМ, построены модели процесса осушки в программной среде «Honeywell UniSim Design», на основе которых был проведен анализ эффективности работы наиболее распространенных осушителей этиленгликоля (ЭГа), диэтиленгликоля (ДЭГа) и триэтиленгликоля (ТЭГа), также водометанольного раствора (ВМР), который послужил некой заменой гликолям в условиях УКПГ-1В, при различных параметрах работы установки.

Анализ в условиях УКПГ-5 показал, что при увеличении давления потока газа на входе в абсорбер его точка росы уменьшается, как и унос гликоля. Исходя из этого, в условиях падения пластового давления и падающей добычи перед установкой осушки были введены две дожимные компрессорные станции. До давления 4,5 МПа преимущество ТЭГа над ДЭГом хорошо прослеживается, разница точек росы на этом промежутке составляет от 2 до 13,5°С при прочих равных условиях. При давлении 4,5 МПа и выше ТЭГ теряет свое преимущество. Таким образом, внедрение ТЭГа может быть целесообразно при дальнейшем падении пластовых давлений, но не в настоящее время. При этом унос ТЭГа с осушенным газом примерно в 2 раза меньше, чем унос ДЭГа. ЭГ же показал себя крайне неэффективным абсорбентом как по параметру точки росы газа (не удовлетворяет требованиям СТО), так и по параметру уноса, в 5-7 раз превышая показатели уноса ДЭГа.

При увеличении температуры контакта точка росы осушенного газа повышается, что негативно сказывается на его качестве. Для осушки газа в условиях УКПГ-5 до необходимой точки росы в минус 20°С при использовании ТЭГ необходимо создать температуру контакта до 21°С, при использовании ДЭГ до 17°С, ЭГа – до 0°С, что характеризует первый поглотитель как более эффективный. В то же время унос гликоля больше нормированного значения в 8 г/1000 м³ для ДЭГа наступает при температуре 35°С, потери ТЭГа находятся в рамках регламента даже при температуре 40°С, составляя 5,2 г/1000 м³, что

доказывает его преимущество по этому пункту исследования. Унос ЭГа больше регламентируемого во всем диапазоне, многократно превышая показатели конкурентов. Вязкость ДЭГа и ТЭГа в интервале температур от 2°C и выше соответствует значению меньше 100 сПз, у ЭГа вязкость еще более низкая (до 33 сПз), то есть массообмен в абсорбере не затруднен.

Концентрация раствора гликоля оказывает существенное влияние на величину точки росы осушенного газа. При концентрации 98% масс ни ДЭГ, ни ТЭГ, ни, тем более, ЭГ не могут обеспечить необходимую кондицию подготавливаемого газа в условиях УКПГ–5. Наименьшей допустимой концентрацией для обеспечения требуемого качества газа является 99% масс, что не совсем совпадает с условиями регламента – необходимо поднять нижнюю границу с 98,6 до 99% масс. В интервалах концентрации от 95% масс и выше эффективность работы ТЭГа превысила эффективность ДЭГа, преимущество в точке росы составило от 1,2°C до 2°C. Концентрация ЭГ практически не влияет на точку росы осушаемого газа, она сохраняется на уровне 15°C.

В условиях работы УКПГ-5 в результате анализа модели технологической схемы установлены наиболее оптимальные расходы осушителей. При максимальном расходе газа в 350 тыс. м³/ч оптимален расход 2500 кг/ч гликоля, что обеспечивает точку росы в минус 20,70 и 21,9°C соответственно для ДЭГа и ТЭГа при насыщении раствора до оптимальной для регенерации концентрации в 95% масс. Повышение расхода ЭГа не дало эффекта, точка росы осталась на уровне около 14,95°C.

Регенерация ДЭГа и ТЭГа происходит при разных параметрах, так как они обладают разной температурой начала разложения – 164°C и 206°C соответственно. Чтобы избежать деструкции ДЭГа в системе регенерации создается вакуум, в результате чего повышаются энергозатраты. Однако регенерация ТЭГа требует создания большей температуры в десорбере, что также повышает количество затрачиваемой энергии. Поэтому сравнение двух

осушителей по этому параметру затруднительно и требует дополнительных расчетов.

Стоимость ТЭГа больше, чем стоимость ДЭГа примерно на 40%, ЭГ же стоит больше ДЭГа примерно на 10%. Не смотря на тот факт, что унос ТЭГа ниже, переход на данный осушитель с экономической точки зрения в условиях УКПГ–5 Ямбургского НГКМ нецелесообразен. ЭГ не смог опередить конкурентов ни по одному показателю, поэтому его определенно не стоит рассматривать в качестве альтернативного абсорбента.

На основании проведенного анализа наиболее оптимальными параметрами работы УКПГ-5 при максимальном расходе газа 350 тыс. м³/ч в случае использования ДЭГа являются: давление потока газа входящего в абсорбер 4 МПа, температура контакта 15°С, концентрация раствора гликоля 99% масс., расход осушителя 3200 кг/ч. Данные параметры обеспечат точку росы осушенного газа минус 25.47°С, концентрацию НДЭГ 95,2% масс, концентрацию РДЭГ 98,6% масс., маленькие значения уноса 0,4 кг/ч (1,14г/1000 м³).

В случае использования ТЭГа при том же расходе оптимальными параметрами являются: давление потока газа входящего в абсорбер 3,5 МПа, температура контакта 17°С, концентрация раствора гликоля 99% масс., расход осушителя 3000 кг/ч. Данные параметры обеспечат точку росы осушенного газа минус 21,37°С, концентрацию НТЭГ 95,2% масс, концентрацию РТЭГ 98,5% масс., очень низкие значения уноса 0,30 кг/ч (0,85 г/1000м³). При этом будут уменьшены энергозатраты на компримирование газа и на его охлаждение перед входом в абсорбер.

Процесс подготовки валанжинского газа и конденсата на УКПГ-1В в значительной степени отличается от подготовки сеноманского газа и реализован с помощью схемы, включающей в себе абсорбер, в котором происходит отдувка газом метанола из ВМР (замена осушки гликолями), низкотемпературную сепарацию и абсорбцию.

При моделировании схемы УКПГ-1В при существующих параметрах работы газ не осушается до регламентированного показателя (нехватка $0,58^{\circ}\text{C}$) и существует проблема образования гидратов в низкотемпературных колоннах, поэтому была рассмотрена возможность возвращения к классической гликолевой осушке. Все гликоли позволяют осушить газ до регламентируемого значения в минус 20°C на интервале температур контакта $5-20^{\circ}\text{C}$, но на промысле в настоящее время реализована температура контакта $20-40^{\circ}\text{C}$, то есть при внедрении гликолей потребуется дополнительное охлаждение газа после ДКС. При этом ДЭГ оказался наиболее эффективным гликолем, осушив газ до точек росы в минус $43,7$ – минус $30,4^{\circ}\text{C}$. ТЭГ и ЭГ обеспечивают практически одинаковые точки росы, выше на $7-10^{\circ}\text{C}$, чем при использовании ДЭГа.

Однако главной проблемой остается гидратообразование в низкотемпературных агрегатах. В случае работы установки на этиленгликоле и диэтиленгликоле выпадение гидратов наблюдается в низкотемпературном сепараторе C_2 и низкотемпературном абсорбере A_2 при температурах контакта более 10°C , при низкой температуре контакта 5°C гидраты не выпадают, однако достижение этого значения крайне затруднительно. В случае триэтиленгликоля наблюдается выпадение гидратов при любых температурах контакта в обеих точках исследования, учитывая дороговизну ТЭГа и отсутствие преимуществ, как по точке росы, так и по гидратообразованию его внедрение на УКПГ-1В абсолютно неоправданно. Для предотвращения гидратообразования необходимо дополнительно вводить метанол в конденсат, поступающий на орошение в A_2 и в газ перед C_2 , что повышает конечную температуры точки росы и требует достаточно большое количество ингибитора, что значительно уменьшает целесообразность и рентабельность введения двухреагентной схемы подготовки. В случае использования ЭГа необходимый расход ингибитора гидратообразования более 300 кг/ч, ДЭГа и ТЭГа – более 400 кг/ч. При этом в отсутствии гидратов точка росы – выше регламентируемого значения. Подобные расходы высококонцентрированного метанола сопоставимы с

расходом метанола на орошение абсорбера A_1 (480-1600 кг/ч 70-85% масс ВМР). Также при внедрении гликолей потребуются снижать температуры контакта, модернизировать оборудование при расходе самого гликоля порядка 3300 кг/ч и его высокой цене, все это говорит о нецелесообразности внедрения гликолей на УКПГ-1В.

При использовании существующей схемы подготовки с отдувкой метанола в A_1 необходимо решить проблему с образованием гидратов, путем повышения расхода и/или концентрации ВМР, вводом дополнительного метанола в конденсат, поступающий в A_2 . По результатам исследования самым экономичным вариантом является подача ВМР 85% масс на орошение A_1 с расходом 1500 кг/ч и ингибирование конденсата орошения в A_2 с расходом 300 кг/ч (итого, 1800 кг/ч), однако наиболее удобным вариантом остается повышение расхода ВМР 85% масс до 2500 кг/ч без дополнительной подачи метанола перед A_2 .

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Горобец О.О. Анализ условий функционирования газодобывающих организаций // Научный журнал КубГАУ, 2012. – №80. – С. 1-16
2. Технологический регламент на эксплуатацию газового промысла №5 Ямбургского НГКМ. – Новый Уренгой: ООО «Газпром Добыча Ямбург», 2011. – 79 с.
3. Технологический регламент на эксплуатацию газового промысла №1В Ямбургского НГКМ. – Новый Уренгой: ООО «Газпром Добыча Ямбург», 2013. – 277 с.
4. Технологический регламент на эксплуатацию газового промысла №2В Ямбургского НГКМ. – Новый Уренгой: ООО «Газпром Добыча Ямбург», 2015. – 179 с.
5. Тер-Серкисов Р.М. Проект разработки сеноманской залежи Ямбургского месторождения. – М., 1997. – 354 с.
6. Елистратов А.В. Реконструкция установок регенерации гликоля Ямбургского НГКМ / Елистратов А.В., Лаухин Ю.А., Миронов В.В. // Вести газовой науки: Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений.– М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013.–№4.– С. 93-98
7. Усачёв М.Н. Разработка модели классификатора для оценки качества гликолевых абсорбентов при осушке природного газа/ Усачёв М.Н., Ефимова Ю.А., Зайцев Н.К. // НефтеГазоХимия.– М.: Обракадемнаука, 2016.–№2 – С. 53-58
8. Ахмадулин Р.Р. Анализ эффективности абсорбционной осушки газа различными абсорбентами. Расчет тарельчатого абсорбера / Ахмадулин Р.Р., Коновалов А.А. // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. Том 2. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – С.646-648
9. Гриценко А.И. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / Гриценко А.И., Истомин В.А., Кульков А.Н. – М.: ОАО «Издательство Недр», 1999. – 473 с.
10. Вяхирев Р.И. Теория и опыт добычи газа / Вяхирев Р.И., Коротаев Ю.П., Кабанов Н.И. – М.: ОАО «Издательство Недр», 1998. – 479 с.
11. Халиф А.Ф. Осушка углеводородных газов / Халиф А.Л., Жданова Н.В. – М.: Изд-во «Химия», 1984. – 192 с.
12. Бекиров Т.М. Сбор и подготовка к транспорту природных газов / Бекиров Т.М., Шаталов А.Т. – М.: Недр, 1986, – 261 с.
13. Бекиров Т.М. Технология обработки газа и конденсата / Бекиров Т.М., Ланчков Г.А. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999, – 596 с.

14. Мурин В.И. Технология переработки природного газа и конденсата: справочник: В 2 ч. / Мурин В.И., Кисленко Н.Н., Сурков Ю.В. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 517 с.
15. Кравцов А.В. Технические основы и моделирование процессов промышленной подготовки нефти и газа. / Кравцов А.В., Ушева Н.В., Бешагина Е.В. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 128 с.
16. Шешуков Н.Л. Сбор и подготовка продукции газовых и газоконденсатных месторождений. – Тюмень, 2013. – 100 с.
17. Мамаев А.В. Инвестиционный замысел реконструкции и технического перевооружения объектов добычи газа на период 2016-2020 ГГ. Том 1. – пос. Развилка, 2014. – 131 с.
18. СТО Газпром 089-2010 Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – 15 с.
19. Будник В.А. Работа в среде «HYSYS». – Салават, 2010 – 80 с.
20. Каталог поставщиков гликолей «Пульс цен» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.pulscen.ru>. Дата обращения: 01.05.2019 г.
21. Даутов Т.Р. Осушка природного газа гликолями с применением азеотропных растворителей и multifunctional присадки // Технологии нефти и газа, 2010. – №6. – Изд-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – С.51-56
22. Белов С.В. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды (Техносферная безопасность): Учебник. – М.: Изд-во Юрайт, 2013. – 682 с.
23. Амелькович Ю.А. Безопасность жизнедеятельности – Томск, 2010. – 236 с.
24. Кукин П.П. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда: учебное пособие для вузов. – М: Высшая школа, 2009. – 335 с.
25. СП 2.2.2.1327-03 Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту. – М.: Минздрав России, 2003.
26. ГОСТ 12.1.029-80 Средства и методы защиты от шума. Классификация. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 1980.
27. ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 1988.
28. Р 2.2.2006-05 Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.

29. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение. – М.: Минздрав России, 1995.
30. ГОСТ 12.1.007-76 Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 1976.
31. ГОСТ 12.4.034-2001 ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания. Классификация и маркировка. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 2001.
32. ГОСТ 12.4.124-83 Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 1983.
33. ВНТП 01-81 (Мингазпром СССР) "Нормы технологического проектирования объектов газодобывающего предприятия и станции подземного хранения газа". – М.: Изд-во стандартов, 1981
34. СНиП 2.04.08-87. Газоснабжение. - М.:ЦИТП Госстроя СССР, 1987.
35. ПБ-03-110-96.Правила безопасности для складов сжиженных углеводородных газов и легковоспламеняющихся жидкостей под давлением. – М.: Госгортехнадзор РФ, 1996.
36. ВУПП-88.Ведомственные указания по противопожарному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. – М.: Изд-во стандартов, 1989
37. ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 1974.
38. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 1983.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Improving the efficiency of gas absorption dehydration with the liquid dryers using the example of the Yamburg oil and gas condensate field

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Ахмадулин Руслан Ринатович		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Орлова Юлия Николаевна	К.ф.-мат.н.		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Гутарева Надежда Юрьевна	К.п.н.		

INTRODUCTION

The gas industry plays a strategic role in the economy of the Russian Federation. It occupies about half of the total production and consumption of energy resources, provides approximately 10% of national GDP and 25% of state budget revenues. Our country is currently in first place in the world for proven gas reserves. In addition, natural gas is the most efficient environmentally natural fuel [1].

About 70% of gas production in Russia is provided by PJSC «Gazprom». One of the fields of the company will be considered in the work – the unique Yamburgskoye oil, gas and condensate field (OGCF) [1].

In addition to direct gas extraction from the subsoil, it must be prepared, to ensure the necessary quality (in particular, to remove water, which adversely affects the technical and economic performance of the installations and contributes to the formation of crystalline hydrates). This is carried out by conducting special technological operations at gas treatment plants. One of these operations is the drying, carried out by various methods - low-temperature drying, adsorption and absorption. Each of them has advantages and disadvantages, which will be considered in the work. In the large northern fields of Russia, the most widely used is the last method.

Due to the high quality requirements of the prepared gas, in order to minimize the financial costs (increase the profitability of production) the gas treatment technology is constantly being improved and updated, including the absorption drying method.

The relevance of the work is the need to improve the efficiency of gas drying while maintaining the profitability of its production in the conditions of falling reservoir pressure and increasing water content.

The aim of the work is to review and increase the efficiency of liquid dryers, namely, ethylene glycol, diethylene glycol and triethylene glycol under conditions of the complex gas treatment unit №5, as well as water-methanol solution and the above glycols under the conditions of the gas treatment unit №1 V of the Yamburgskoye oil, gas and condensate field.

The following **tasks** are solved:

1. theoretical consideration of the absorption method of gas drying;
2. simulation of the technological scheme of the process under consideration at two gas treatment units of the Yamburgskoye field in the Honeywell UniSim Design software package for determining the efficiency of using glycols and methanol;
3. the analysis of the influence of thermobaric parameters, concentration and consumption of glycols and methanol on the efficiency of their work;
4. the calculation and optimization of the drying process;
5. the proposal of the ways to solve the problems of hydrate formation under the conditions of the considered CGTP.

The object of the research is the process of drying natural gas.

The subject of the research is the properties and parameters of the gas to be dried, glycols (EG, DEG and TEG) and methanol-water solution, parameters and patterns of operation of gas drying installations at CGTP-5 and CGTP -1V.

CALCULATIONS AND ANALYTICS

1.1 MODELING OF TECHNOLOGICAL CIRCUIT OF CGTP – 5 OF THE YAMBURGSKOYE OGCF IN THE PROGRAM “HONEYWELL UNISIM DESIGN”

Honeywell UniSim Design is an integrated system that allows you to calculate stationary and dynamic modes of operation using thermodynamic models. This complex is a powerful tool for modeling the modes of operation of technological schemes. UniSim Design presents an extensive list of the simulated technological operations and many methods for calculating the phase equilibrium and properties, which allows you to reliably calculate a wide range of technological objects. The ample opportunities and a wide choice of models of this program ensure the creation of a full-fledged modeling scheme for the technological processes of gas preparation, allows for the calculations and optimization [12].

During the creation of a model of the gas drying process at the gas treatment unit 5 of the Yamburgskoye field, data were used technological regulation [9]. The process of preparing Cenomanian gas at CGTP-5 is implemented using a typical glycolic dehydration scheme with fire regeneration of a rich absorbent. The scheme is shown in Figure 1.1.

The main parameters of the gas treatment unit, at which the gas treatment unit is being dried, is presented in Table 1.1.

Table 1.1 - The operating parameters of the drying unit №5 according to the regulations

The concentration of glycol,% mass		Contact temperature gas-glycol, °C		Pressure of drained before absorber, MPa	Pressure in the absorber, MPa	Glycol consumption, m ³ /h	Dry gas consumption, thousands m ³ /h
Lean glycol	98,9-99,3	Summer	13-22	4-6,5	4	2-4	200-350
Rich glycol	95,5-97,9	Winter	13-18				

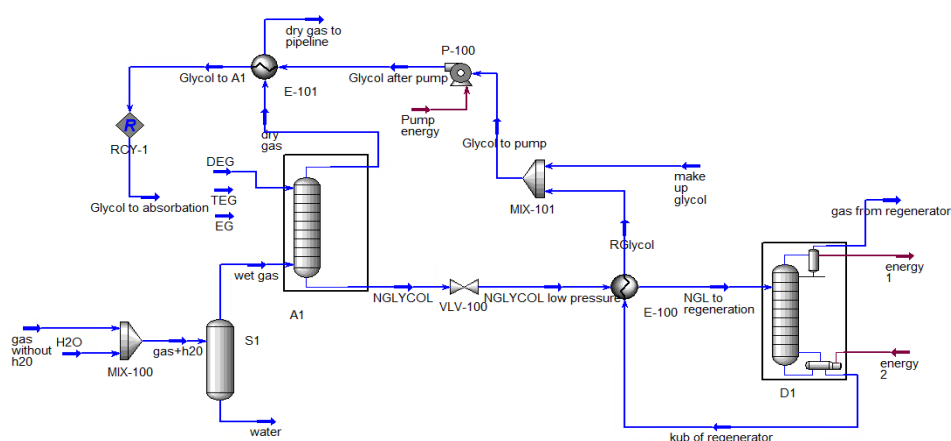


Figure 1.1 - Model of the technological scheme of the gas dehydration plant - 5 Yamburg OGCF in the software environment “Honeywell UniSim Design”

The rich DEG for regeneration comes at a temperature of 80-90 °C, the temperature of the top of the regeneration column is 70-85 °C, and the bottom is 155-160 °C [9].

The “basic” parameters of the scheme that were used in the process of modeling and analysis are given in Table 1.2.

Table 1.2 - Parameters of the drying unit at the UKPG-5 in the simulation

The concentration of glycol,% mass	Contact temperature gas-glycol, °C	Pressure of drained gas before absorber, MPa	Pressure in the absorber, MPa	Glycol consumption, m ³ /h	Dry gas consumption, thousands m ³ /h
99	18	4	4	3	300

The composition of the gas has been fed to the gas treatment plant - 5, mass%: methane - 98.9-99.4%, ethane - 0.01%, propane - 0.02%, butane - traces, carbon dioxide - 0.01-0.03%, nitrogen - 0.7-0.9%, helium - 0.01-0.02%, hydrogen - 0.002-0.04%, argon - 0.01-0.03%. The content of other components is negligible. Hydrogen sulphide is absent. The water content is 0.5-2 g/m³ (in modeling, the maximum water content was set at 2 g/m³) [13, 14].

With the “basic” parameters, the following values of the main indicators were obtained: the dew point of the dried gas is (-20.78) °C; DEG entrainment with dried gas in the absorber and during regeneration 0.46 kg / h or 1.53 g / 1000 m³; obtained

rich DEG with a concentration of 95.2% of the mass and regenerated DEG with a concentration of 96.5% of the mass.

The norms of the technological parameters are given in table 1.3 [9]:

Table 1.3 - Norms of the technological parameters at the CGTP-5 of the Yamburg OGCF

Concentration,% mass		Water Dew point, °C		Glycol ablation, g / 1000m ³
RDEG	LDEG			
95,5- 97,9	98,9- 99,3	Summer	-14	Up to 8
		Winter	-20	

The simulated technological parameters for gas comply with the regulations, however, the RDEG is too saturated with water (more than 95.5% of the mass), therefore problems arise during its regeneration, the regulated concentration of 98.9% of the masses is not achieved, therefore the need for regular feeding with fresh glycol occurs.

1.2 EFFECT OF PRESSURE ON THE DRYING PROCESS

In this subsection, the analysis of the influence of pressure on the efficiency of the use of EG, DEG and TEG at the gas dehydration installation of gas field №5 of the Yamburgskoye field is carried out. The obtained parameters for ethylene glycol, diethylene glycol and triethylene glycol are given in table 6.3 in the pressure range from 2 to 7 MPa, while the working pressure according to the regulations from 4 to 6.5 MPa.

Table 1.4 - Effect of the gas flow pressure on glycol efficiency

Gas flow pressure, MPa	Water Dew point, ° C			Glycol carryover in absorber, kg / h			Total loss of glycol, kg / h		
	EG	DEG	TEG	EG	DEG	TEG	EG	DEG	TEG
2	25,75	0,30	-13,80	6,83	0,93	0,28	7,03	1,03	0,63
4	14,97	-20,78	-22,62	3,20	0,39	0,11	3,25	0,46	0,28
6	1,33	-33,80	-29,70	1,40	0,15	0,04	1,46	0,21	0,13

Figure 1.2 shows the dew point of the dried gas as a function of the flow pressure.

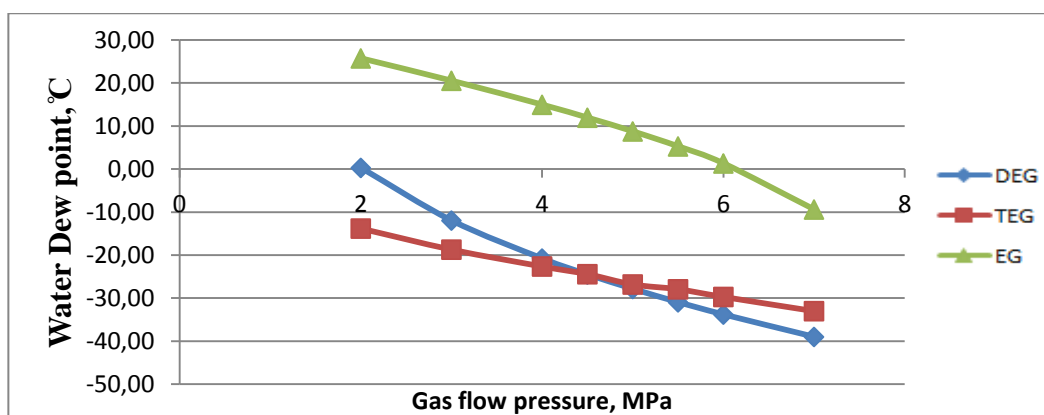


Figure 1.2 - Dependence of the dew point of the dried gas from the flow pressure

According to the above data, it can be seen that with increasing pressure of the flows entering the absorber, the dew point of the gas decreases, that is, an inverse relationship is observed, which corresponds to theoretical data [8, 10].

DEG provides a dew point of $(-20)^{\circ}\text{C}$ at a pressure of 4 MPa, TEG already at a pressure of 3.6 MPa. This would allow to save energy and resources consumed by boosting compressor station (BCS) when compressing gas. The EG proved to be extremely inefficient desiccant in the entire pressure range, the dew point at $(-10)^{\circ}\text{C}$ was obtained only at a pressure of 7 MPa, a further increase in pressure under the conditions of this CGTP is unjustified. Under the conditions of falling production, with a significant drop in reservoir pressure, the CGTP could not provide the gas standards required by the standards, therefore, BCS was introduced, as noted earlier [9].

Up to a pressure of 4.5 MPa, the advantage of TEG over DEG is well traced, the difference in dew points in this interval is from 2 to 13.5°C , all other conditions being equal. At a pressure of 4.5 MPa and higher, TEG loses its advantage, first the dew points are compared, and then the DEG starts to dry the gas to lower dew points. The solubility of natural gas in TEG is 25–30% higher; therefore, at high pressures, the use of DEG is preferable, since it provides a higher selectivity in the water – the hydrocarbons system [10].

Under the influence of a pressure change, the glycol ablation value also falls. Figure 1.3 illustrates this relationship.

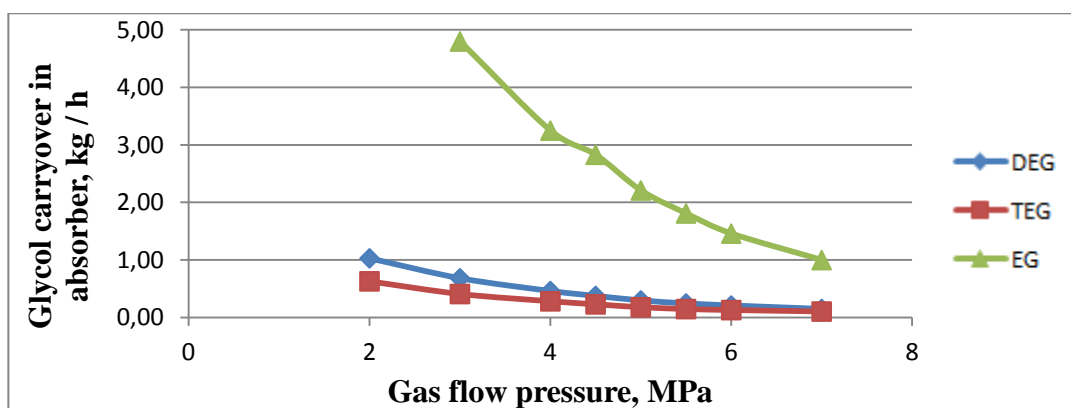


Figure 1.3 - Dependence of the amount of glycol ablation in the absorber and during regeneration from pressure

In Figure 1.3, an inversely proportional relationship is observed - with increasing pressure, the loss of glycols decreases, as is the case with the gas dew point. At the same time, throughout the entire span, the TEG air entrainment is about 2 times less than the DEG. EG carryover is absolutely incomparable with that of the other two glycols, this is due to the high pressure of the saturated vapors, this is one of the most significant drawbacks of this desiccant.

1.3 EFFECT OF TEMPERATURE ON THE DRYING PROCESS

In this subsection, the analysis of the influence of the contact temperature on the efficiency of using EG, DEG and TEG at the gas drying facility of the gas field №5 of the Yamburg OGCF was carried out. The obtained parameters for glycols are given in table 1.5. The regulated contact temperature at UKPG-5 is 13-22 °C [9].

Table 1.5 - The effect of the contact temperature on the efficiency of glycols

Contact temperature, °C	Water Dew point, °C			Glycol carryover in absorber, kg / h			Total loss of glycol, kg / h			Glycol viscosity, cPs		
	EG	DEG	TEG	EG	DEG	TEG	EG	DEG	TEG	EG	DEG	TEG
0	-25,17	-43,53	-36,80	0,63	0,06	0,02	0,69	0,12	0,07	32,98	118,13	102,41
15	11,10	-25,47	-24,90	2,48	0,29	0,08	2,60	0,36	0,25	18,57	45,93	45,40
30	28,54	9,17	-10,50	8,35	1,17	0,36	8,69	1,29	0,80	11,77	22,89	24,25

Figure 1.4 illustrates the results of the dependence of the dew point of the dried gas on the contact temperature. As the contact temperature increases, the dew point increases, which negatively affects the quality of the prepared gas. TEG at

temperatures above 15 °C provides a lower dew point, and at temperatures below 15 °C its advantage over DEG is lost - this is one of the reasons for choosing DEG when designing the northern fields of Russia. EG is inferior to both competitors in the entire temperature range.

Dew point below (-20) °C (requirement of company standard «Gazprom 089-2010») with TEG drying is achieved at a contact temperature below 21 °C, while DEG dries gas to a regulated dew point at a contact temperature of 19 °C and lower, EG – only at very low contact temperatures 0-5 °C. The dew points when using TEG is 4-20 °C lower in the range from 20 to 40 °C than when using DEG. In the range of 0-15 °C, DEG dries 1-6 °C better. In the range of 15-18 °C, the dew points are approximately equal.

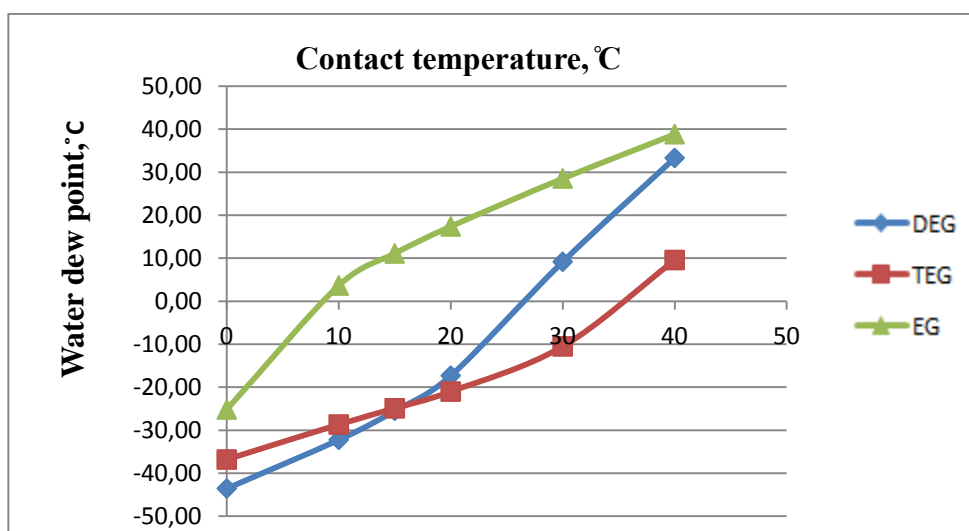


Figure 1.4 - Dependence of the dew point of the gas to be dried on the contact temperature when using EG, DEG and TEG

Increasing the contact temperature also affects glycol ablation. The dependence is shown in Figure 1.5.

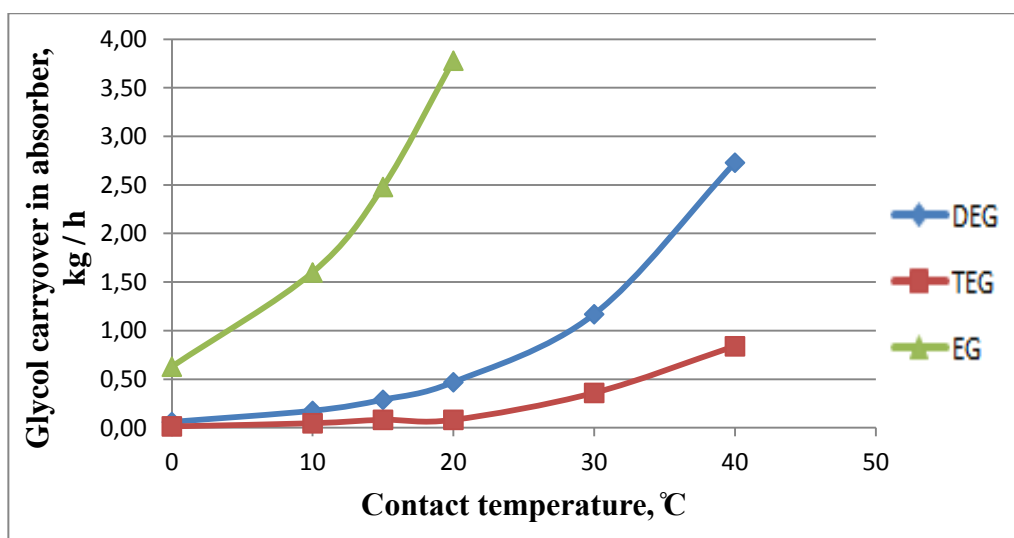


Figure 1.5 - Dependence of the value of glycol ablation on the contact temperature during gas drying

At low contact temperatures, the entrainment of DEG and TEG is extremely small, with increasing temperature, the value of the index increases many times. At 30 °C, the DEG emission is 1.29 kg / h or 4.3 g / 1000 m³, at 40 °C - 2.73 kg / h or 9.1 g / 1000 m³. Thus, more than a regulated value of 8 g / 1000 m³ [9] is observed at temperatures above 35 °C. TEG losses are within the framework of the regulations even at a temperature of 40 °C, amounting to 1.56 kg / h or 5.2 g / 1000 m³. However, it should be noted that it is impossible to accurately predict the magnitude of the losses in the program complex, since they include glycol losses in the form of droplet entrainment with dried gas, evaporated with gas, with reflux and due to thermodynamic decomposition in the regeneration system, with gas degassing, losses due to repair work, during transportation and transfer [16]. Therefore, the requirement for losses in the regulations takes into account not only the losses I considered with dry gas and during regeneration, but all of the above.

As the temperature rises, the viscosity of the glycol solution decreases. This dependence is presented in Figure 1.6.

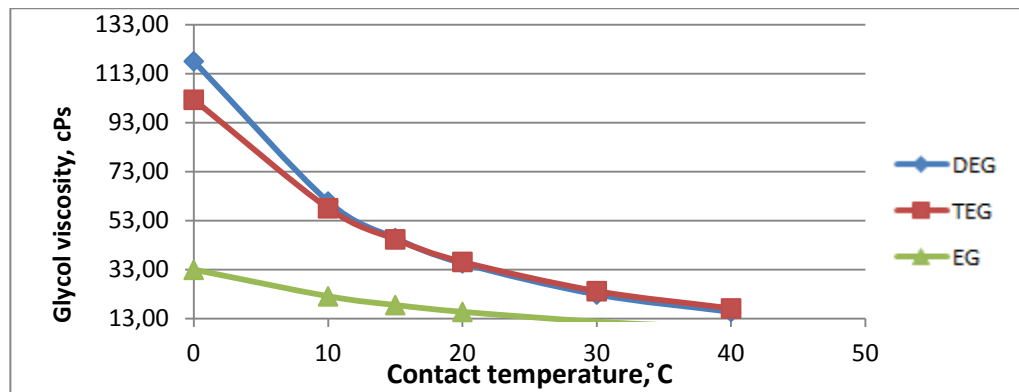


Figure 1.6 - Dependence of the viscosity of the glycol solutions on temperature

The effective mass transfer between glycols and water vapor in a gas occurs at a viscosity of less than 100 centipoises [8], in the temperature range considered, this condition is satisfied. However, when the contact temperature is 0 °C and lower, it is no longer necessary, therefore it is necessary to adjust the contact temperature not only on the basis of the dew point of the dried gas, but also to prevent the increase in the viscosity of the glycol solution above the above value. The viscosity of the TEG and DEG practically does not differ. EG on the entire temperature range has a fairly low viscosity, not exceeding the value of 33 centipoises.

1.4 EFFECT OF GLYCOLES SOLUTION CONCENTRATION ON THE DRYING PROCESS

In this subsection, the analysis of the influence of the concentration of the desiccant solution on the process of gas preparation in the gas field No. 5 of the Yamburg OGCF was carried out. The obtained parameters for glycols are given in table 1.6. Illustration of dependence is presented in Figure 1.7.

Table 1.6 - Effect of glycol solution concentration on the dew point of the dried gas

The concentration of glycol,% of the mass.	Dew point when using EG, °C	Dew point when using DEG, °C	Dew point when using TEG, °C
96	15,19	-6,47	-5,94
98	15,05	-13,50	-14,48
99,5	14,92	-28,13	-30,15

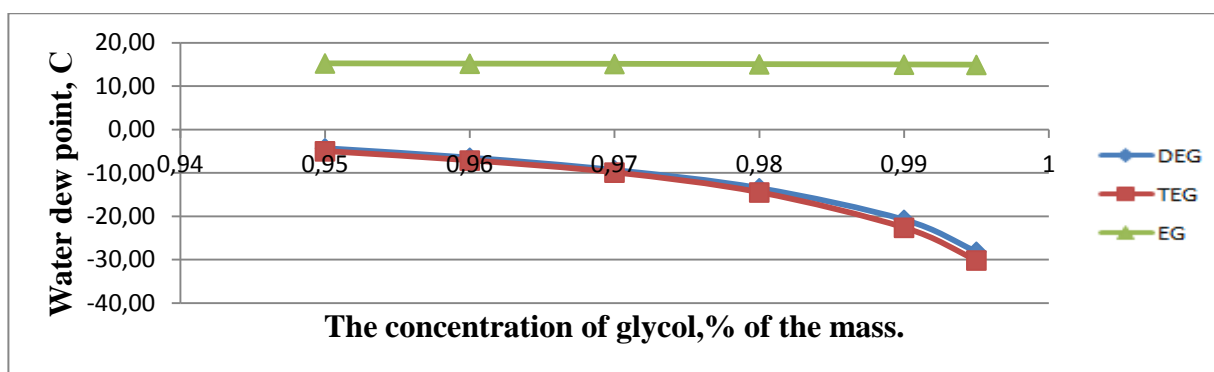


Figure 1.7 - Dependence of the dew point of the dried gas on the concentration of the glycol solution

With an increase in the concentration of DEG and TEG solutions, the dew point of the dried gas significantly decreases at the concentration of 98% of the mass. Neither DEG nor TEG can provide the necessary condition of the produced gas under conditions of CGTP - 5 of the Yamburg OGCF. This again confirms the high efficiency of the TEG over DEG, the advantage at the dew point is from 0.57°C to 2°C in the considered concentration range. The concentration of EG practically does not affect the dew point of the gas, it remains at 15°C.

1.5 Effect of dehumidifier consumption on the drying process

In this subsection, the analysis of glycol consumption for gas dehydration in the conditions of gas field №5 of the Yamburgskoye field is carried out. The obtained parameters for glycols are given in Table 6.6 for a maximum gas flow rate of 350 thousands m^3 / h , an illustration of the table data is presented in Figure 1.8. The recommended glycol consumption according to the regulations [9] is from 2 to 4 m^3 / hour or from 2,200 to 4,400 kg / h .

Table 1.6 - Dependence of the dew point of the dried gas on the flow rate of the desiccant at a gas flow rate of 350 thousands m^3 / h

Absorbent consumption, kg / h	Water Dew point, °C			Glycol saturation after absorber, mass fraction
	EG	DEG	TEG	
1000,00	14,95	-19,02	-19,40	0,88
1500,00	14,94	-20,31	-20,80	0,92
2000,00	14,95	-20,62	-21,83	0,94
4000,00	14,96	-20,78	-22,63	0,97

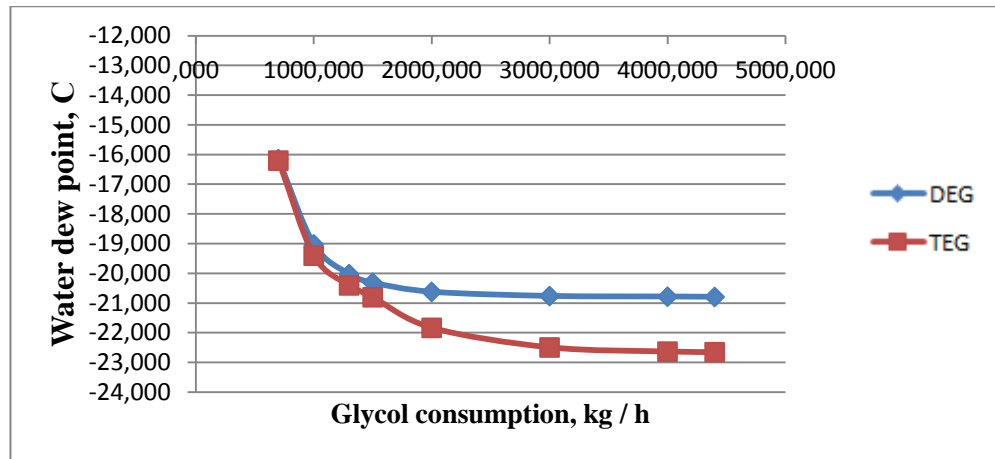


Figure 1.8 - Dependence of the dew point of the dried gas from the absorbent flow at a gas flow rate of 350 thousands m^3 / h

At a gas flow rate of 350 thousands m^3 / h , DEG consumption is 1300 kg / h, TEG - 1150 kg / h is required to reach the dew point of $(-20)^\circ\text{C}$, but the solution will be too saturated with moisture, namely 91 and 88% of the masses, which will significantly complicate glycol regeneration process. Therefore, the minimum optimal flow rate will be 2500 kg / h, which will dry the gas to the dew point of minus 20.70 and 21.90 $^\circ\text{C}$, respectively, for DEG and TEG at saturation to a concentration of 95% by weight. The increase in the flow rate of the EG did not have an effect, the dew point remained at about 14.95 $^\circ\text{C}$.

However, it should be remembered that the analysis data based on the model in Honeywell UniSim Design will differ to a certain extent from the actual performance of the CGTP, therefore, the glycol consumption must be taken more than a calculated above.

CONCLUSION

The master's thesis describes the technological schemes for the preparation of natural gas in Gas fields №5 and №1V of the Yamburg OGCF that have been built models of the drying process in the software environment "Honeywell UniSim Design". Based on the model, the analysis has been made of the performance of the most common desiccants – ethylene glycol (EG), diethylene glycol (DEG) and triethylene glycol (TEG), as well as water-methanol solution, which served as a kind of replacement for glycols in the conditions of CGTP-1V, with different installation parameters [13].

The analysis under the conditions of the gas treatment unit 5 has shown that with increasing pressure of the gas flow at the inlet to the absorber, its dew point decreases, as does the glycol ablation. Two booster compressor stations have been introduced before the installation of the drying, on this basis, in the conditions of a decrease in reservoir pressure and falling production. Up to a pressure of 4.5 MPa, the advantage of TEG over DEG is well traced, the difference in dew points in this interval is from 2 to 13.5 °C, all other conditions being equal. With a pressure of 4.5 MPa and higher, TEG loses its advantage. Thus, the introduction of a TEG may be appropriate with a further drop in reservoir pressure, but not at the present time. At the same time, the entrainment of a TEG with a dried gas is approximately 2 times less than that of a DEG. The EG also proved to be extremely inefficient absorbent in terms of both the gas dew point parameter (does not meet the requirements of the company standard) and the ablation parameter, 5-7 times higher than the DEG ablation rate.

With an increase in the contact temperature, the dew point of the dried gas rises, this negatively affects its quality. For gas drying under the conditions of CGTP-5 to the required dew point at minus 20 °C, when using TEG, it is necessary to create a contact temperature of up to 21 °C, while using DEG up to 17 °C, EG - up to 0 °C, which characterizes the first absorber as more effective. At the same time, glycol ablation is more than the normalized value of 8 g / 1000 m³ for DEG at a temperature of 35 °C, the loss of a TEG is within the framework of the regulations even at a

temperature of 40 ° C, amounting to 5.2 g / 1000 m³, which prove its advantage on this point of the study. EG carryover is more regulated in the whole range, many times exceeding the competitors' indicators. The viscosity of the DEG and TEG in the temperature range from 2 °C and above corresponds to a value less than 100 centipoise, the viscosity of the EGa is even lower (up to 33 centipoise), that is, the mass transfer in the absorber is not difficult.

The concentration of the glycol solution has a significant effect on the dew point of the dried gas. At a concentration of 98% of the mass, neither DEG, nor TEG, nor, moreover, the EG can provide the necessary condition of the prepared gas under the conditions of the CGTP-5. The lowest permissible concentration to ensure the required quality of gas is 99% of the mass, which does not quite coincide with the conditions of the regulation - it is necessary to raise the lower limit from 98.6 to 99% by mass [9]. In the intervals of concentration from 95% by weight and higher, the efficiency of the TEG operation exceeded the efficiency of DEG, the advantage at the dew point was from 1.2 °C to 2 °C. The concentration of EG practically does not affect the dew point of the gas to be dried; it remains at 15 °C.

Under the conditions of operation of the CGTP-5, as a result of analyzing the model of the technological scheme, the most optimal costs of the dehumidifiers were established. With a maximum gas flow rate of 350 thousands m³ / h [9], the optimal flow rate is 2500 kg / h of glycol, which provides a dew point of minus 20.70 and 21.9 °C, respectively, for DEG and TEG, when the solution is saturated to the optimum concentration for regeneration at 95% by mass. The increase in the flow rate of the EG did not have an effect, the dew point remained at about 14.95°C.

DEG and TEG regeneration occurs at different parameters, since they have different temperatures for the onset of decomposition - 164 ° C and 206 °C [6], respectively. In order to avoid DEG destruction, a vacuum is created in the regeneration system, as a result of which power consumption is increased. However, regeneration of a TEG requires the creation of a higher temperature in the desorber, which also increases the amount of energy expended. Therefore, the comparison of two dryers for this parameter is difficult and requires additional calculations.

The cost of a TEG is greater than the cost of a DEG by about 40%, while the EG costs more than DEG by about 5% [15]. In spite of the fact that the TEG ablation is lower, the transition to this dehumidifier from an economic point of view under the conditions of the CGTP-5 of the Yamburg OGCF is impractical. The EG could not outrun the competitors in any indicator, so it definitely should not be considered as an alternative absorbent.

Based on the analysis carried out, the most optimal parameters for the operation of the gas treatment unit №5 with a maximum gas flow rate of 350 thousands m^3 / h in the case of DEG are: the gas flow pressure entering the absorber is 4 MPa, the contact temperature is 15 °C, the glycol solution concentration is 99% by weight, the desiccant flow rate 3200 kg / h. These parameters will provide the dew point of the dried gas minus 25.47°C, the RDEG concentration is 95.2% by mass, the RDEG concentration is 98.6% by mass, and the low ablation values are 0.4 kg / h (1.14g / 1000 m^3).

In the case of using a TEG with the same gas flow rate, the optimal parameters are: gas flow pressure entering the absorber 3.5 MPa, contact temperature 17 ° C, glycol solution concentration 99% by weight, desiccant consumption 3000 kg / h. These parameters will provide a dew point of the dried gas of minus 21.37 ° C, an RTEG concentration of 95.2% by weight, an RTEG concentration of 98.5% by weight, very low ablation values of 0.30 kg / h (0.85 g / 1000 m^3). In this case, the energy consumption for gas compression and its cooling before entering the absorber will be reduced. The process of preparation of Valanginian gas and condensate at CGTP-1V differs significantly from the preparation of Cenomanian gas and is implemented using a scheme that includes an absorber in which methanol is blown out of methanol from BMP (replacement of drying with glycols), the low-temperature separation and absorption [13].

When simulating the CGTP-1V scheme with the existing operating parameters, the gas is not dried to a regulated figure (shortage of 0.58 ° C) and there is a problem of hydrate formation in low-temperature columns, so the possibility of returning to the classic glycol drying was considered. All the glycols allow to dry the

gas to a regulated value of minus 20 ° C in the contact temperature range of 5-20 °C, but the fishery currently has a contact temperature of 20-40 °C, that is, the introduction of glycols will require additional gas cooling after BCS. At the same time, DEG turned out to be the most effective glycol, having dried the gas to the dew points at minus 43.7 - minus 30.4°C. TEG and EG provide almost identical dew points, higher by 7-10 ° C than when using DEG.

However, the main problem remains hydrate formation in low-temperature aggregates [16]. In the case of plant operation on ethylene glycol and diethylene glycol, hydrate precipitation is observed in the low-temperature separator C2 and the low-temperature A2 absorber at contact temperatures of more than 10 °C, at low contact temperatures of 5 °C, the hydrates do not fall out, but it is extremely difficult to achieve this value. In the case of triethylene glycol, precipitation of hydrates is observed at any contact temperatures at both points of the study, given the high cost of TEG and the lack of advantages, both in the dew point and in hydrate formation, its introduction to GTU-1V is completely unjustified. To prevent hydrate formation, it is necessary to additionally introduce methanol into the condensate entering the reflux in A2 and in front of C2 gas, which raises the final dew point temperature and requires a sufficiently large amount of inhibitor, which significantly reduces the feasibility and profitability of the introduction of a two-step preparation scheme. In case of using EG, the required consumption of hydrate formation inhibitor is more than 300 kg / h, DEG and TEG - more than 400 kg / h. In the absence of hydrates, the dew point is higher than the regulated value. Such expenses of highly concentrated methanol are comparable to the consumption of methanol for irrigation of the A1 absorber (480–1600 kg / h, 70–85% of the mass of WMS). Also, when introducing the glycols, it will be necessary to lower the contact temperatures, to modernize the equipment at a glycol consumption of about 3300 kg / h and its high price, all this indicates the inexpediency of the introduction of the glycols on the GTU-1V.

When using the existing methanol stripping preparation scheme in A1, it is necessary to solve the problem with the formation of the hydrates, by increasing the consumption and / or concentration of WMS, by introducing additional methanol into

the condensate entering A2. According to the study, the most economical option is to supply WMS with 85% of the mass for irrigation A1 with a flow rate of 1500 kg / h and inhibition of irrigation condensate in A2 with a flow rate of 300 kg / h (total, 1800 kg / h), but the most convenient option is to increase the flow rate of WMS 85% of the mass up to 2500 kg / h without the additional supply of methanol before A2.

Bibliography

1. Gorobets O.O. Analysis of operating conditions of gas producing organizations. - Scientific journal KubGAU, 2012. – №80. – P. 1-16
2. Ter-Serkisov R.M. A project to develop the Cenomanian deposit of the Yamburg field. - M., 1997. - 354 p.
3. Mamaev A.V. Investment plan for the reconstruction and technical re-equipment of gas production facilities for the period 2016-2020. Volume 1. - pos. Fork, 2014. - 131 p.
4. Sheshukov N.L. Collection and preparation of gas and gas condensate fields. - Tyumen, 2013. - 100 p.
5. Gritsenko A.I. Gas collection and field treatment in the northern fields of Russia. - M. : OAO Publishing House Nedra, 1999. - 473 p.
6. Vyakhirev R.I. Theory and experience of gas production. - M. : OAO Publishing House Nedra, 1998. - 479 p.
7. Kravtsov A.V. Technical bases and modeling of oil and gas field preparation processes. - Tomsk: Publishing house of Tomsk Polytechnic University, 2012. - 128 p.
8. Khalif A.F. Dehydration of hydrocarbon gases. - M. : Publishing House "Chemistry", 1984. - 192 p.
9. Technological regulations for the operation of gas field №5 of the Yamburg OGCF. - N Novyj Urengoy: Gazprom Dobycha Yamburg, 2010. - 79 p.
10. Bekirov TM Collection and preparation for the transport of natural gases. - M. : Nedra, 1986, - 261 p.
11. Murin V.I. Technology for processing natural gas and condensate: a handbook: At 2 pm - Moscow: Nedra-Business Center LLC, 2002. - 517 p.
12. Budnik V.A. Work in the HYSYS environment. - Salavat, 2010 - 80 s.
13. Technological regulations for the operation of the gas field № 1V of the Yamburg OGCF. - Novyj Urengoy: LLC Gazprom Dobycha Yamburg, 2011. - 277 p.
14. Technological regulations for the operation of the gas field № 2V Yamburgskogo OGCF. - Novyj Urengoy: Gazprom Dobycha Yamburg LLC, 2015. - 177 p.
15. Catalog of glycol suppliers "Pulse of prices" [Electronic resource]. - Access mode: <http://www.pulscen.ru> (request date 10.05.2019)